LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE MÉXICO

1 de enero de 2014

PEMEX®

LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE MÉXICO

1 de enero de 2014

PEMEX®

© 2014 Pemex Exploración y Producción

Derechos Reservados. Ninguna parte de esta publicación puede reproducirse, almacenarse o transmitirse de ninguna forma, ni por ningún medio, sea éste electrónico, químico, mecánico, óptico, de grabación o de fotocopia, ya sea para uso personal o lucro, sin la previa autorización por escrito de parte de Pemex Exploración y Producción.

Contenido

Página

Prefacio **v**

1 Introducción **1**

2 Definiciones básicas **3**
2.1 Volumen original de hidrocarburos 3
2.2 Recursos petroleros 5
2.2.1 Volumen original de hidrocarburos total *in-situ* 5
2.2.1.1 Volumen original de hidrocarburos no descubierto 6
2.2.1.2 Volumen original de hidrocarburos descubierto 6
2.2.2 Recursos prospectivos 6
2.2.3 Recursos contingentes 6
2.3 Reservas 6
2.3.1 Reservas probadas 7
2.3.1.1 Reservas desarrolladas 9
2.3.1.2 Reservas no desarrolladas 9
2.3.2 Reservas no probadas 9
2.3.2.1 Reservas probables 9
2.3.2.2 Reservas posibles 10
2.4 Petróleo crudo equivalente 11

3 Estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014 **13**
3.1 Precio de los hidrocarburos 13
3.2 Petróleo crudo equivalente 14
3.2.1 Comportamiento del gas en instalaciones de manejo y transporte de PEP 15
3.2.2 Comportamiento del gas en los complejos procesadores 16
3.3 Reservas remanentes totales 18
3.3.1 Reservas remanentes probadas 21
3.3.1.1 Reservas remanentes probadas desarrolladas 24
3.3.1.2 Reservas probadas no desarrolladas 26
3.3.2 Reservas probables 28
3.3.3 Reservas posibles 30

4 Descubrimientos **33**
4.1 Resultados obtenidos 34
4.2 Descubrimientos marinos 37
4.3 Descubrimientos terrestres 43
4.4 Trayectoria histórica de los descubrimientos 52

Contenido

Página

5 Distribución de las reservas de hidrocarburos **55**
5.1 Región Marina Noreste 55
5.1.1 Evolución de los volúmenes originales 57
5.1.2 Evolución de las reservas 58
5.2 Región Marina Suroeste 63
5.2.1 Evolución de los volúmenes originales 64
5.2.2 Evolución de las reservas 65
5.3 Región Norte 71
5.3.1 Evolución de los volúmenes originales 73
5.3.2 Evolución de las reservas 75
5.4 Región Sur 81
5.4.1 Evolución de los volúmenes originales 82
5.4.2 Evolución de las reservas 85

Abreviaturas **93**

Glosario **95**

Anexo estadístico **105**
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014 105
Producción de hidrocarburos 106
Distribución de las reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014
Región Marina Noreste 107
Región Marina Suroeste 108
Región Norte 109
Región Sur 110

Prefacio

Manteniendo su compromiso vigente con la transparencia de la información de las reservas de hidrocarburos del país, nuevamente Petróleos Mexicanos (Pemex) se congratula en editar el documento técnico de *Las reservas de hidrocarburos de México, 1 de enero de 2014*, cuyo propósito fundamental es mostrar al lector los valores de reservas actualizados con base en los resultados obtenidos durante el año del 2013 y que resume los logros alcanzados a través de las actividades de exploración y explotación en las asignaciones petroleras que tiene bajo su administración Petróleos Mexicanos.

La publicación resume los resultados obtenidos no sólo en la parte de incorporación de nuevas reservas a través de la perforación de pozos exploratorios sino también los resultados positivos del desarrollo de los campos petroleros en explotación y que permitieron reclasificar reservas probables y posibles a reserva probada, permitiendo sustentar los proyectos de inversión que a su vez, representan la estrategia que soporta los programas de producción a corto, mediano y largo plazo que se traducen finalmente en certidumbre en cuanto a los ingresos por obtener por la venta de los hidrocarburos.

Similar a las demás publicaciones, se muestran los aspectos técnicos en cuanto a criterios y conceptos más relevantes de los cambios que durante el año 2013 sufrieron las reservas de hidrocarburos, de acuerdo con los lineamientos vigentes tanto nacionales como internacionales, que dan congruencia y certidumbre en la estimación y clasificación de las reservas.

Es importante señalar que Petróleos Mexicanos ha venido cumpliendo a cabalidad la regulación establecida por la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), solventando los requerimientos de información que permitieron en primera instancia, alcanzar la dictaminación favorable de toda la reserva probada del país en marzo de este año y con relación a la reserva 2P y 3P, se obtuvo el mismo resultado favorable de acuerdo con la dictaminación de la CNH en el mes de julio de 2014. Adicionalmente, con base en la Reforma Energética recientemente aprobada, esta publicación engloba aún los valores de reservas totales del país, sin embargo, con la entrada de nuevas empresas operadoras en la administración y operación de campos petroleros en el país, en adelante las siguientes ediciones sólo se incluirán aquellos volúmenes de reservas que se mantengan bajo la administración de Petróleos Mexicanos, manteniendo el mismo compromiso de información y transparencia que sobre este tema lo amerite.

En específico para Pemex Exploración y Producción (PEP), el año 2013 representó un año de retos y logros importantes donde continuó enfocando sus esfuerzos en la perforación en áreas de aguas profundas tanto realizando actividades exploratorios como de explotación con la perforación de primeros pozos de desarrollo en el campo Lakach, así mismo, se continuó con la actividad exploratoria de yacimientos no convencionales de "oil y gas shale" en el Norte del país y se dio impulso al desarrollo de campos como es el caso del complejo Tsimin-Xux y Ayatsil-Tekel.

Finalmente, Pemex-Exploración y Producción reitera su compromiso de seguir siendo uno de los motores principales de la economía del país, donde la Reforma Energética presenta nuevas oportunidades que permitirán fortalecer a la empresa en todos los sentidos de su operación que se reflejarán en su eficiencia y rentabilidad.

Ing. Gustavo Hernández García
Director General de Pemex Exploración y Producción

Introducción

1

Petróleos Mexicano en específico Pemex Exploración y Producción tiene la satisfacción de presentar la décimo sexta publicación de su tradicional libro *Las reservas de hidrocarburos de México, 1 de enero de 2014*, como ya es tradicional, esta edición muestra los conceptos técnicos últimos sobre los cuales están soportados tanto la estimación como la clasificación de las reservas de hidrocarburos del país que a su vez dan soporte a los proyectos de inversión que engloban todas las actividades de Pemex Exploración y Producción. Para satisfacción de nuestros lectores, se continúan incluyendo una descripción de los principales campos descubiertos y se especifican los volúmenes originales y reservas de hidrocarburos respectivos.

Siguiendo la estructura de las publicaciones anteriores, esta edición está compuesta por diferentes capítulos donde el segundo hace una descripción de las principales definiciones utilizadas en la industria en relación a los conceptos manejados en la estimación de los volúmenes originales de hidrocarburos, recursos petroleros, recursos prospectivos, recursos contingentes y reservas de hidrocarburos, se incluyen algunos conceptos adicionales relacionados con actividades costa fuera y yacimientos no convencionales. En el capítulo que corresponde con las reservas de hidrocarburos se hace referencia a los conceptos principales utilizados para la evaluación de reservas en Petróleos Mexicanos, de acuerdo a los lineamientos de la *U. S. Securities and Exchange Commission* (SEC) para reservas probadas y a los últimos lineamientos del *Petroleum Resources Management System* (PRMS), emitidos por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), el *World Petroleum Council* (WPC), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE) y la *Society of Exploration Geophysicists* (SEG), para reservas probables y posibles.

En el tercer capítulo se hace referencia a las modificaciones de las reservas durante el año de 2013, haciendo mención de la distribución por cada región productiva de Pemex Exploración y Producción (PEP) con base en los diferentes tipos de hidrocarburos. Se detallan las variaciones de las categorías de reservas probadas desarrolladas, probadas no desarrolladas, probables y posibles. Además, considerando la composición de los hidrocarburos, el análisis se hace por tipo de aceite de acuerdo en su densidad, es decir, pesado, ligero y superligero, y con relación a los yacimientos de gas dicho análisis se realiza tanto para el gas asociado como no asociado.

Como es costumbre, en el capítulo cuarto se hace acotación a los principales campos descubiertos durante el año de 2013, se explican sus características geológicas, de la roca almacén, de la columna estratigráfica, así como aspectos importantes de los yacimientos nuevos, haciendo énfasis en sus reservas respectivas. La distribución de los volúmenes originales y reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014 en sus diferentes categorías se muestra en el capítulo quinto, indicando su distribución regional, por activo y por campo. Se menciona también, la razón de los cambios y su relación con los conceptos de descubrimientos, revisiones, desarrollo y producción para el mismo periodo.

No omitimos que los valores de reservas probadas de hidrocarburos expresados en el presente documento corresponden con los valores estimados por Pemex Exploración y Producción, los cuales, fueron dictami-

nados favorablemente por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) el 06 de marzo de 2014 con base en su resolución CNH.E.01.001/14 tal y como se señala en los términos del artículo 10 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y fueron publicados finalmente por la Secretaría de Energía en su portal electrónico tal y como se señala en el artículo 33, fracción XX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal. Los valores de reservas 2P y 3P, fueron entregados por PEP el 02 de mayo de 2014 y actualmente están siendo revisados por la CNH para su dictaminación, con lo cual se cumplió con la regulación vigente en relación a este tema.

Definiciones básicas

2

Petróleos Mexicanos utiliza para la actualización anual de las reservas remanentes de hidrocarburos del país definiciones y conceptos basados en los lineamientos establecidos por organizaciones internacionales. En el caso de las reservas probadas, las definiciones utilizadas corresponden a las establecidas por la *Securities and Exchange Commission* (SEC), organismo estadounidense que regula los mercados de valores y financieros de ese país, y para las reservas probables y posibles se emplean las definiciones del *Petroleum Resources Management System* (PRMS) emitidas por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), el *World Petroleum Council* (WPC), la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE) y la *Society of Exploration Geophysicists* (SEG), organizaciones técnicas en las cuales México participa.

El establecimiento de procesos para la evaluación y clasificación de reservas de hidrocarburos acordes a las definiciones empleadas internacionalmente, garantiza certidumbre y transparencia en los volúmenes de reservas reportados, así como en los procedimientos empleados para su estimación. Adicionalmente, la decisión de Pemex de certificar sus reservas anualmente por consultores externos reconocidos internacionalmente, incrementa la confianza en las cifras reportadas.

Las reservas poseen un valor económico asociado a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, a los pronósticos de producción y a los precios de venta de los hidrocarburos. Los precios utilizados para la estimación de reservas son los correspondientes al promedio aritmético que resulta de considerar aquellos vigentes al primer día de cada mes, considerando los doce meses anteriores, en tanto que los costos de operación y mantenimiento, en sus componentes fijos y variables, son los erogados a nivel campo durante un lapso de doce meses. Esta premisa permite capturar la estacionalidad de estos egresos y es una medición aceptable de los gastos futuros para la extracción de las reservas bajo las condiciones actuales de explotación.

La explotación de las reservas requiere inversiones para la perforación y terminación de pozos, la realización de reparaciones mayores y la construcción de infraestructura entre otros elementos. Así, para la estimación de las reservas se consideran todos estos elementos para determinar su valor económico. Si éste es positivo, entonces los volúmenes de hidrocarburos son comercialmente explotables y, por tanto, se constituyen en reservas. En caso contrario, estos volúmenes pueden clasificarse como recursos contingentes. Si un ligero cambio en el precio de los hidrocarburos, o una pequeña disminución en sus costos de desarrollo o de operación y mantenimiento, permite que su evaluación económica sea positiva, entonces estos volúmenes de recursos podrían incorporarse como reservas.

En este capítulo se presentan los criterios para clasificar las reservas de hidrocarburos, explicando las definiciones y conceptos empleados a lo largo de este documento, enfatizándo sus aspectos relevantes y señalando en todos los casos los elementos dominantes. Además, se analizan las implicaciones de utilizar dichas definiciones en la estimación de las reservas.

2.1 Volumen original de hidrocarburos

El volumen original de hidrocarburos se define como la acumulación que se estima existe inicialmente en

un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevalecientes en el yacimiento, pudiendo expresarse tanto a dichas condiciones como a condiciones de superficie. De esta forma, las cifras publicadas en el presente documento están referidas a estas últimas condiciones.

El volumen en cuestión puede estimarse por procedimientos deterministas o probabilistas. Los primeros incluyen principalmente a los métodos volumétricos, de balance de materia y la simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, entre otros, como funciones de probabilidad que generan, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

Los métodos volumétricos son los más usados en las etapas iniciales de caracterización del campo o el yacimiento. Estas técnicas se fundamentan en la estimación de las propiedades petrofísicas del medio poroso y de los fluidos en el yacimiento. Las propiedades petrofísicas utilizadas principalmente son porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y volumen de arcilla. Otro elemento fundamental es la geometría del yacimiento, representado en términos de su área y espesor neto. Dentro de la información necesaria para estimar el volumen original destacan los siguientes:

i. Volumen de roca impregnada de hidrocarburos.

ii. Porosidad efectiva y saturación de hidrocarburos correspondiente al volumen anterior.

iii. Fluidos del yacimiento identificados así como sus propiedades respectivas, con el propósito de estimar el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie, denominadas también condiciones atmosféricas, estándar, o base.

En el *Anexo estadístico* de este trabajo se presentan los volúmenes originales tanto de aceite crudo como de gas natural a nivel regional y de activo. Las unidades del primero son millones de barriles, y las del segundo miles de millones de pies cúbicos, todas ellas referidas a condiciones atmosféricas, denominadas también condiciones estándar, base o de superficie.

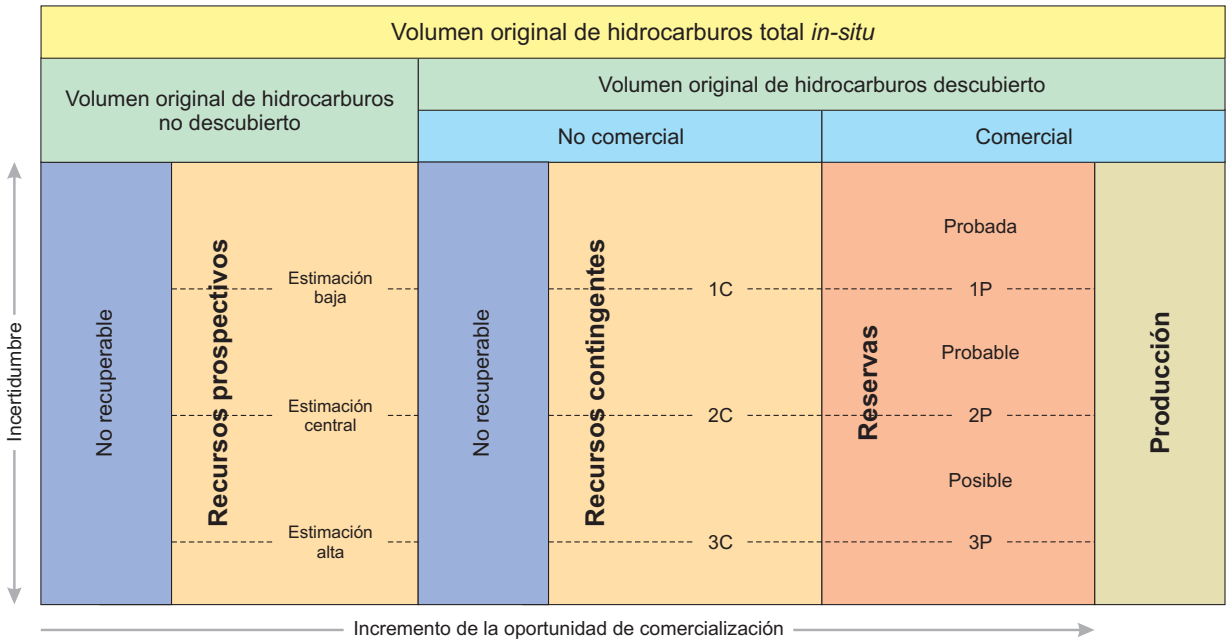


Figura 2.1 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos (no a escala). Adaptado de Petroleum Resources Management System, Society of Petroleum Engineers, 2007.

2.2. Recursos petroleros

Los recursos petroleros son todos los volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo, referidos a condiciones de superficie. Sin embargo, desde el punto de vista de explotación, se le llama recurso únicamente a la parte potencialmente recuperable de esas cantidades. Dentro de esta definición, a la cantidad de hidrocarburos estimada en principio se le denomina volumen original de hidrocarburos total, el cual puede estar descubierto o no. Asimismo a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas. En particular, el concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas, recuperables y comercialmente explotables.

Aunado a lo anterior, y de acuerdo al PRMS, se han definido dos tipos de recursos que pueden requerir propuestas diferentes para su evaluación, recursos convencionales y no-convencionales. Los primeros se ubican en acumulaciones discretas relacionadas con un aspecto geológico estructural localizado y/o condición estratigráfica, típicamente cada acumulación limitada por un contacto echado abajo asociado a un acuífero, y el cual es afectado significativamente por fuerzas hidrodinámicas tales como la de flotación del aceite en agua. De esta forma, los hidrocarburos son recuperados mediante pozos y típicamente requieren de un procesado mínimo previo a su venta. Los recursos no-convencionales existen en acumulaciones diseminadas a través de grandes áreas y no son afectadas por influencias hidrodinámicas. Entre los ejemplos de lo anterior se pueden mencionar el gas del carbón (CBM por sus siglas en inglés), gas y aceite de lutitas (shale gas/oil), hidratos de metano, arenas bituminosas y depósitos de aceite en lutitas. Típicamente, estas acumulaciones requieren de tecnología especializada para su explotación, por ejemplo, deshidratado del gas del carbón, programas de fracturamiento hidráulico masivo, inyección de vapor o solventes, etc. Asimismo, los hidrocarburos extraídos pueden requerir de un procesado importante previo a su comercialización.

La clasificación de recursos se muestra en la figura 2.1, incluyendo a las diferentes categorías de reservas. Se observa que existen estimaciones bajas, centrales y altas, tanto para los recursos como para las reservas, clasificándose estas últimas como probada, probada más probable, y probada más probable más posible, para cada una de las tres estimaciones anteriores, respectivamente. El rango de incertidumbre que se ilustra a la izquierda de esta figura enfatiza que el conocimiento que se tiene de los recursos y de las reservas es imperfecto, por ello, se generan diferentes estimaciones que obedecen a diferentes expectativas. La producción, que aparece hacia la derecha, es el único elemento de la figura en donde la incertidumbre no aparece, debido a que ésta es medida, comercializada y transformada en un ingreso.

2.2.1 Volumen original de hidrocarburos total *in-situ*

De acuerdo a la figura 2.1, el volumen original de hidrocarburos total in-situ es la cuantificación referida a condiciones de yacimiento de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales. Este volumen incluye a las acumulaciones descubiertas, las cuales pueden ser comerciales o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, así como también a los volúmenes estimados en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

Todas las cantidades que conforman el volumen de hidrocarburos total in-situ pueden ser recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, de circunstancias comerciales, de la tecnología usada y de la disponibilidad de información. Por consiguiente, una porción de aquellas cantidades clasificadas como no recuperables pueden

transformarse eventualmente en recursos recuperables si, por ejemplo, las condiciones comerciales cambian, si ocurren nuevos desarrollos tecnológicos, o si se adquieren datos adicionales.

2.2.1.1 Volumen original de hidrocarburos no descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una cierta fecha, se encuentra contenida en acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubierto se le denomina recurso prospectivo.

2.2.1.2 Volumen original de hidrocarburos descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una fecha dada, está contenida en acumulaciones conocidas antes de su producción. El volumen original descubierto puede clasificarse como comercial y no comercial. Una acumulación es comercial cuando existe generación de valor económico como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos. En la figura 2.1 se observa que la parte recuperable del volumen original de hidrocarburos descubierto, dependiendo de su viabilidad comercial, se le denomina reserva o recurso contingente.

2.2.2 Recursos prospectivos

Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio, y en analogías con áreas donde un cierto volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto, e incluso, en ocasiones, producido. Los recursos prospectivos tienen tanto una oportunidad de descubrimiento como de desarrollo, además se subdividen de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones de recuperación, suponiendo su descubrimiento y desarrollo, y pueden también sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto.

2.2.3 Recursos contingentes

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, para ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero el proyecto(s) aplicado aún no se considera suficientemente maduro para su desarrollo comercial, debido a una o más razones. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para los cuales no existen actualmente mercados viables, o donde la recuperación comercial depende de tecnologías en desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar claramente su comercialidad. Los recursos contingentes son además categorizados de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto y caracterizadas por su estado económico.

2.3 Reservas

Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas (a la fecha de evaluación) en un(os) proyecto(s) de desarrollo. Las reservas son además categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden sub-clasificarse en base

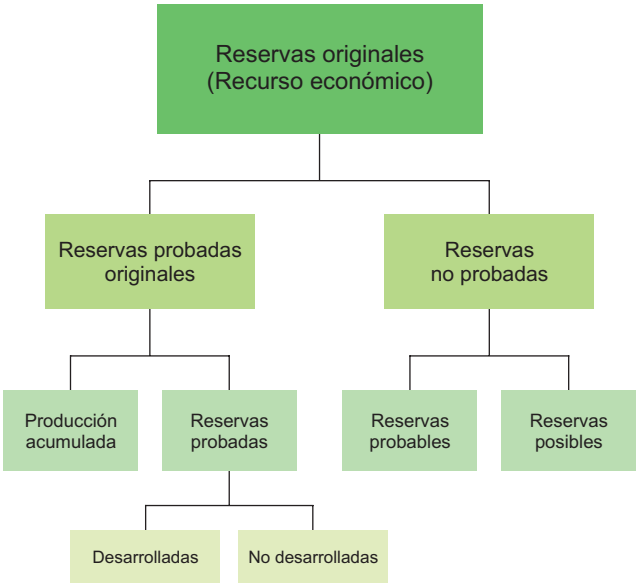


Figura 2.2 Clasificación de las reservas de hidrocarburos.

a la madurez del proyecto y caracterizadas conforme a su estado de desarrollo y producción. La certidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de la disponibilidad de esta información al tiempo de la estimación e interpretación. El nivel de certidumbre se usa para clasificar las reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. En la figura 2.2 se muestra la clasificación de las reservas.

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben clasificarse como recursos contingentes. El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en condiciones económicas futuras. Sin embargo, las reservas probables de Petróleos Mexicanos son rentables bajo condiciones económicas actuales, en tanto, una pequeña porción de las posibles es marginal en el sentido que un ligero incremento en el precio de los hidrocarburos o una ligera disminución de los costos de operación, las haría netamente rentables.

2.3.1 Reservas probadas

De acuerdo a la SEC, las reservas probadas son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

La determinación de la certidumbre razonable es generada por el sustento de datos geológicos y de ingeniería. De esta forma, tendrá que disponerse de datos que justifiquen los parámetros utilizados en la evaluación de reservas tales como gastos iniciales y declinaciones, factores de recuperación, límites de yacimiento, mecanismos de recuperación y estimaciones volumétricas, relaciones gas-aceite o rendimientos de líquidos.

Las condiciones económicas y operativas existentes son los precios, costos de operación, métodos de producción, técnicas de recuperación, transporte y arreglos de comercialización. Un cambio anticipado en las condiciones deberá tener una certidumbre razonable de ocurrencia; la inversión correspondiente y los costos de operación, para que ese cambio esté incluido en la factibilidad económica en el tiempo apropiado. Estas condiciones incluyen una estimación de costos de abandono en que se habrá de incurrir.

La SEC establece que los precios de venta de aceite crudo, gas natural y productos del gas natural a utilizarse en la evaluación económica de las reservas probadas, deben corresponder al promedio aritmé-

tico, considerando los doce meses anteriores, de los precios respectivos al primer día de cada mes. La justificación se basa en que este método es requerido por consistencia entre todos los productores a nivel internacional en sus estimaciones como una medida estandarizada en los análisis de rentabilidad de proyectos.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos de producción reales o por pruebas de producción concluyentes. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o del yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y análisis de núcleos, los cuales indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o con aquellos que han demostrado producción comercial en otras áreas. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas.

El volumen considerado como probado incluye aquel delimitado por la perforación y por los contactos de fluidos. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible. Adicionalmente, si los contactos de los fluidos se desconocen, el límite de la reserva probada la puede controlar tanto la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda o la estimación obtenida a partir de información apoyada en tecnología confiable, la cual permita definir un nivel más profundo con certidumbre razonable.

Es importante señalar, que las reservas a producirse mediante la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tiene un resultado exitoso a partir de una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento o en uno análogo en cuanto a edad, ambiente de depósito, propiedades del sistema roca-fluidos y mecanismos de empuje. O bien cuando tales métodos hayan sido efectivamente probados en el área y en la misma formación, proporcionando evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual se basa el proyecto.

Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión, y por ello la importancia de adoptar definiciones emitidas por la SEC. Cabe mencionar y enfatizar, que para ambientes sedimentarios de clásticos, es decir, depósitos arenosos, la aplicación de estas definiciones considera como prueba de la continuidad de la columna de aceite, no sólo la integración de información geológica, petrofísica, geofísica y de ingeniería de yacimientos, entre otros elementos, sino la medición de presión entre pozo y pozo que es absolutamente determinante. Estas definiciones reconocen que en presencia de fallamiento en el yacimiento, cada sector o bloque debe ser evaluado independientemente, considerando la información disponible, de tal forma que para declarar a uno de estos bloques como probado, necesariamente debe existir un pozo con una prueba de producción estabilizada, y cuyo flujo de hidrocarburos sea comercial de acuerdo a las condiciones de desarrollo, de operación, de precio y de instalaciones al momento de la evaluación. Sin embargo, para el caso de menor fallamiento, las definiciones de la SEC establecen que la demostración concluyente de la continuidad de la columna de hidrocarburos solamente puede ser alcanzada a través de las mediciones de presión mencionadas. En ausencia de estas mediciones o pruebas, la reserva que puede ser clasificada como probada es aquella asociada a los pozos productores a la fecha de evaluación más

la producción asociada a pozos por perforar en la vecindad inmediata. Adicionalmente, a partir del año 2009 la SEC puede reconocer la existencia de reservas probadas más allá de las localizaciones de desarrollo ubicadas en la vecindad inmediata, siempre que dichos volúmenes se puedan establecer con certeza razonable sustentada por tecnología confiable.

2.3.1.1 Reservas desarrolladas

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente.

2.3.1.2 Reservas no desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de explotación primaria como de recuperación secundaria y mejorada. En el caso de inyección de fluidos al yacimiento, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se considerarán probadas no desarrolladas, cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación. Asimismo, debe existir un compromiso para desarrollar el campo de acuerdo a un plan de explotación y a un presupuesto aprobado. Una demora excesivamente larga en el programa de desarrollo, puede originar dudas acerca de la explotación de tales reservas, y conducir a la exclusión de tales volúmenes de la categoría de reserva probada. Como puede notarse, el interés por producir tales volúmenes de reservas es un requisito para llamarlas reservas probadas no desarrolladas, actualmente la SEC define un período de tiempo máximo de cinco años para iniciar la explotación de dichas reservas. Si reiteradamente esta condición no es satisfecha, es preciso reclasificar estas reservas a una categoría que no considera su desarrollo en un periodo inmediato, como por ejemplo reservas probables. Así, la certidumbre razonable sobre la ocurrencia de los volúmenes de hidrocarburos en el subsuelo debe ir acompañada de la certidumbre de desarrollarlos en tiempos razonables. Si este elemento no es satisfecho, la reclasificación de reservas tiene lugar no por una incertidumbre sobre el volumen de hidrocarburos, sino por la incertidumbre de su desarrollo.

2.3.2 Reservas no probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones que no consideren su desarrollo inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

2.3.2.1 Reservas probables

Son aquellas reservas no probadas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento

de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También se incluyen en esta clasificación aquellas reservas ubicadas en formaciones que parecen ser productoras y que son inferidas a través de registros geofísicos, pero que carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas, además de no ser análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no ha sido implementado, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas como probables:

i. Reservas localizadas en áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.

ii. Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos; cuando tales medidas no han sido exitosas al aplicarse en pozos que exhiben un comportamiento similar, y que han sido terminados en yacimientos análogos.

iii. Reservas incrementales en formaciones productoras, donde una reinterpretación del comportamiento o de los datos volumétricos, indica que existen reservas adicionales a las clasificadas como probadas.

iv. Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con un espaciamiento menor, al momento de la evaluación.

2.3.2.2 Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas más probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

i. Reservas basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables dentro del mismo yacimiento.

ii. Reservas ubicadas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, con base al análisis de núcleos y registros de pozos.

iii. Reservas adicionales por perforación intermedia, la cual está sujeta a incertidumbre técnica.

iv. Reservas incrementales atribuidas a esquemas de recuperación secundaria o mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no se encuentra en operación, y las características de la roca y fluido del yacimiento son tales que existe duda de que el proyecto se ejecute.

v. Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por

fallas geológicas, y donde la interpretación indica que la zona de estudio se encuentra estructuralmente más baja que el área probada.

2.4 Petróleo crudo equivalente

El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos. Su valor resulta de adicionar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta y del gas seco equivalente a líquido. Este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo. El gas seco considerado en este procedimiento es una mezcla promedio del gas seco producido en los complejos procesadores de gas Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, en tanto el aceite crudo considerado equivalente a este gas corresponde al tipo Maya. Su evaluación requiere de la información actualizada de los procesos a que está sometida la producción del gas natural, desde su separación y medición, hasta su salida de las plantas petroquímicas. La figura 2.3 ilustra los elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente.

El aceite crudo no sufre ninguna conversión para llegar a petróleo crudo equivalente. En tanto, el volumen del gas natural producido se reduce por el autoconsumo y el envío de gas a la atmósfera. Dicha reducción se refiere como encogimiento del fluido y se denomina eficiencia en el manejo, o simplemente *feem*. El transporte del gas continúa y se presenta otra alteración en su volumen al pasar por estaciones de compresión, en donde los condensados son extraídos del gas; a esta alteración en el volumen por el efecto del transporte se le denomina *felt*. De esta forma, el condensado se contabiliza directamente como petróleo crudo equivalente.

El proceso del gas continúa dentro de las plantas petroquímicas en donde es sometido a diversos tratamientos, los cuales eliminan los compuestos no hidrocarburos y se extraen licuables o líquidos de planta. Esta nueva reducción en el volumen del gas es conceptualizada a través del encogimiento por impurezas, o *fei*, y por el encogimiento de licuables en planta, *felp*. Debido a su naturaleza, los líquidos de planta son agregados como petróleo crudo equivalente, en tanto el gas seco obtenido a la salida de las plantas, se convierte a líquido con una equivalencia

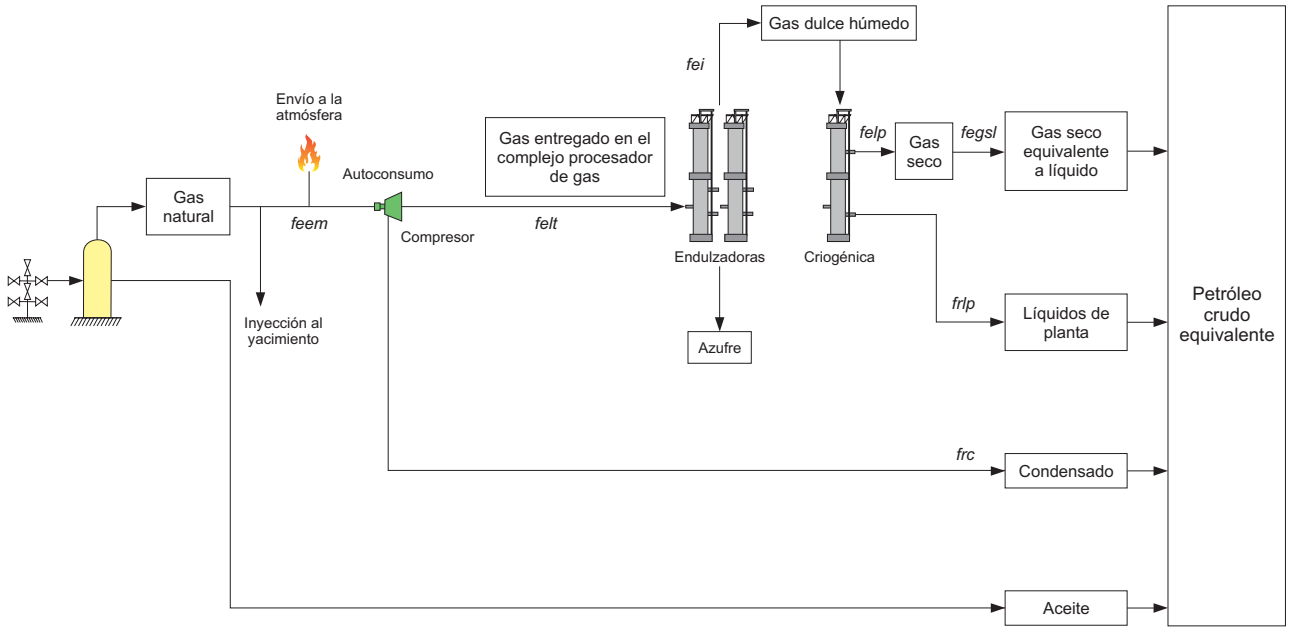


Figura 2.3 Elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente.

de 5.201 millares de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo crudo. Este valor es el resultado de considerar equivalentes caloríficos de 5.591 millones de BTU por barril de aceite crudo y 1,075 BTU por pie cúbico de gas seco dulce. Por tanto, el factor mencionado es de 192.27 barriles por millón de pies cúbicos, o su inverso dado por el valor mencionado en principio.

Estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014

3

Las estrategias de exploración y explotación documentadas en los proyectos de inversión como la perforación y reparaciones de pozos, la implementación de sistemas artificiales de producción, la aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada, la optimización de instalaciones superficiales, entre otras, modifican el comportamiento de los yacimientos existentes en cada uno de los campos del país, que aunado a la incorporación de yacimientos por la perforación y terminación de pozos exploratorios y delimitadores, contribuyen a las variaciones de los volúmenes de hidrocarburos.

El resultado de las estrategias de exploración y explotación que aunado a las inversiones asociadas para su ejecución, los costos de operación y mantenimiento, así como a los precios de venta de los hidrocarburos, generan la estimación de las reservas de hidrocarburos en sus diferentes categorías que Pemex Exploración y Producción (PEP) actualiza anualmente.

En este capítulo se describen las trayectorias de los precios de aceite y gas, que han servido para la evaluación económica de las reservas de hidrocarburos, y la evolución de la eficiencia en el manejo del gas y de la recuperación de líquidos, aspectos considerados en la estimación del gas que será entregado en plantas y de las reservas de petróleo crudo equivalente.

Además, se describe la evaluación de las reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014, analizando su distribución por región, categoría y composición por tipo de fluido, así como su evolución histórica durante los últimos años. Asimismo, para una mejor comprensión de los yacimientos y de sus reservas, se hace una distinción de acuerdo a la calidad del aceite y origen del gas natural que de acuerdo al tipo de fluido producido se desglosa en gas seco, gas húmedo o gas y condensado.

Finalmente, se presenta la posición de nuestro país con respecto al ámbito petrolero internacional, en lo que se refiere a reservas probadas, tanto de gas seco como de líquidos totales, estos últimos incluyen aceite crudo, condensado y líquidos de planta.

Es importante enfatizar que la evaluación y clasificación de las reservas de hidrocarburos que Pemex Exploración y Producción realiza, están alineadas con las definiciones de la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos de América en lo referente a la estimación de reservas probadas, mientras que para las categorías de reservas probables y posibles se emplean los criterios de la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), el *World Petroleum Council* (WPC), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE) y la *Society of Exploration Geophysicists* (SEG), emitidos en el documento denominado *Petroleum Resources Management System* (PRMS).

3.1 Precio de los hidrocarburos

Las reservas de hidrocarburos de los campos son el resultado del límite económico que se obtiene en la evaluación económica en cada una de las categorías de reservas, es decir, se determina el punto en el tiempo donde se igualan los ingresos y egresos. Los ingresos son el resultado de los volúmenes de hidrocarburos propuestos en las estrategias de explotación y los precios de venta de los mismos, los

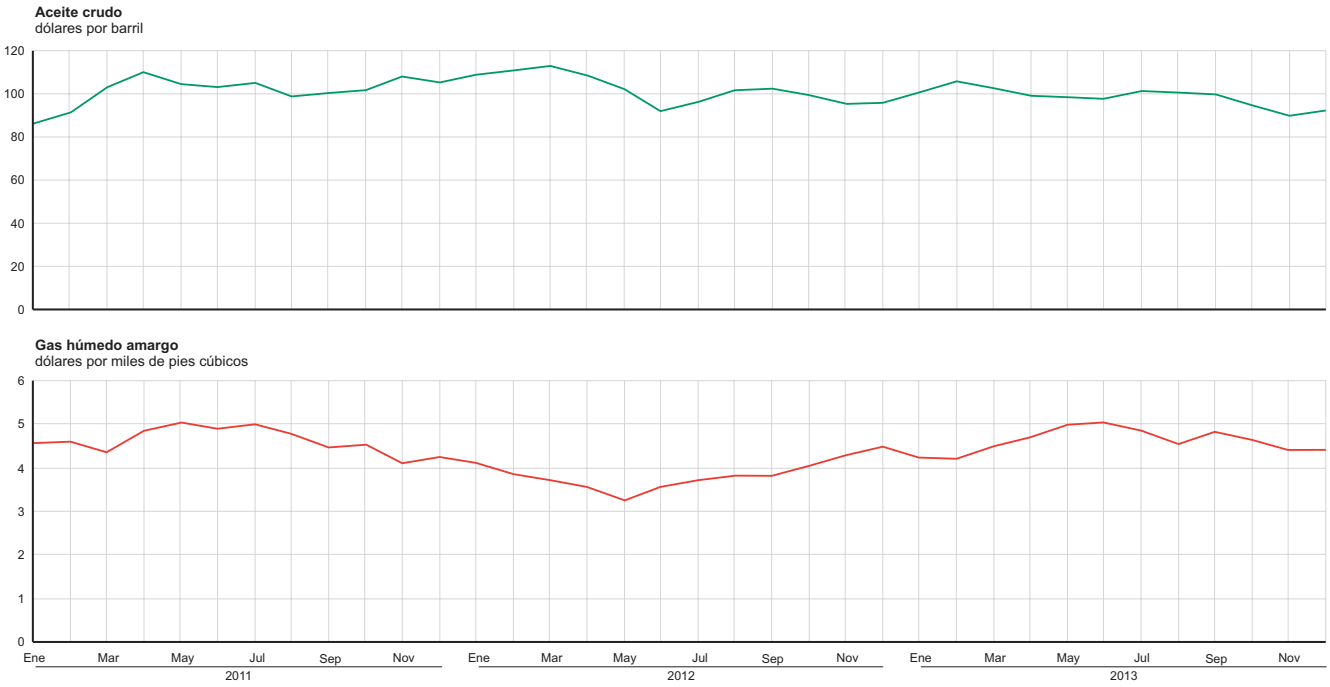


Figura 3.1 Evolución histórica de los precios durante los tres últimos años de la mezcla mexicana de aceite crudo y de gas húmedo amargo.

egresos son las inversiones de desarrollo y los costos de operación y mantenimiento.

Entonces, dada la importancia que tienen los precios de venta de los hidrocarburos, en la figura 3.1 se muestra la evolución histórica del precio de la mezcla mexicana de aceite crudo y del gas húmedo amargo. En el año 2013, en lo que respecta al aceite crudo podemos observar en el mes de febrero un pequeño incremento con respecto al mes de enero al pasar de 100.6 a 105.4 dólares por barril, posteriormente en el mes de abril decrece a un valor de 99.1 dólares por barril y de ahí en adelante se mantiene estable hasta el mes de septiembre con un valor promedio de 99.5 dólares por barril, finalmente decrece en el último trimestre a un valor de alrededor de 92.1 dólares por barril. Con relación al año anterior en valores promedio tenemos una pequeña disminución de aproximadamente 3.2 por ciento.

El comportamiento del gas húmedo amargo muestra en el año 2013 un incremento en el primer semestre al pasar de 4.2 a 5.1 dólares por cada mil pies cúbicos, sin embargo en el segundo semestre decrece a un valor de 4.4 dólares por cada mil pies cúbicos con una tendencia a mantenerse en ese valor. Con respecto al año anterior en valores promedio tenemos un incremento de 20.1 por ciento.

3.2 Petróleo crudo equivalente

El petróleo crudo equivalente es la forma de representar el inventario total de hidrocarburos; en él se incluyen el aceite crudo, los condensados, los líquidos de planta y el gas seco transformado a líquido. Es importante mencionar que este último se obtiene al relacionar el contenido calorífico del gas seco, en nuestro caso el gas residual promedio de los complejos procesadores de gas (CPG) Ciudad Pemex, Cactus y Nuevo Pemex, con el contenido calorífico del aceite crudo tipo Maya; el resultado es una equivalencia que normalmente se expresa en barriles de aceite por millón de pies cúbicos de gas seco.

La estimación del petróleo crudo equivalente considera, en cada periodo de análisis, los encogimientos y

rendimientos del gas natural que se presentan durante su manejo y distribución, desde el pozo en los campos donde se produce hasta los complejos procesadores de gas donde es sometido a diferentes procesos. Por esto, cualquier modificación en los sistemas de recolección y transporte que afecte la eficiencia del manejo y distribución del gas en la trayectoria pozo-complejo procesador de gas, incidirá de manera directa en el valor final del volumen de petróleo crudo equivalente.

3.2.1 Comportamiento del gas en instalaciones de manejo y transporte de PEP

El gas natural se transporta desde las baterías de separación, si es gas asociado, o desde el pozo, si es gas no asociado, hasta los complejos procesadores de gas cuando se trata de gas húmedo y/o si contiene impurezas, tales como azufre o nitrógeno. El gas seco dulce se distribuye directamente para su comercialización.

En algunas instalaciones, una fracción del gas de los pozos se utiliza como combustible para la compresión del mismo gas producido, en otras, una fracción del gas es utilizado para reinyectarlo al yacimiento o para utilizarlo en sistemas artificiales de producción como el bombeo neumático, a esta fracción del gas se le denomina autoconsumo. En otra circunstancia, puede ocurrir también que no existan instalaciones superficiales o éstas sean insuficientes para el manejo y transporte del gas asociado, consecuentemente el

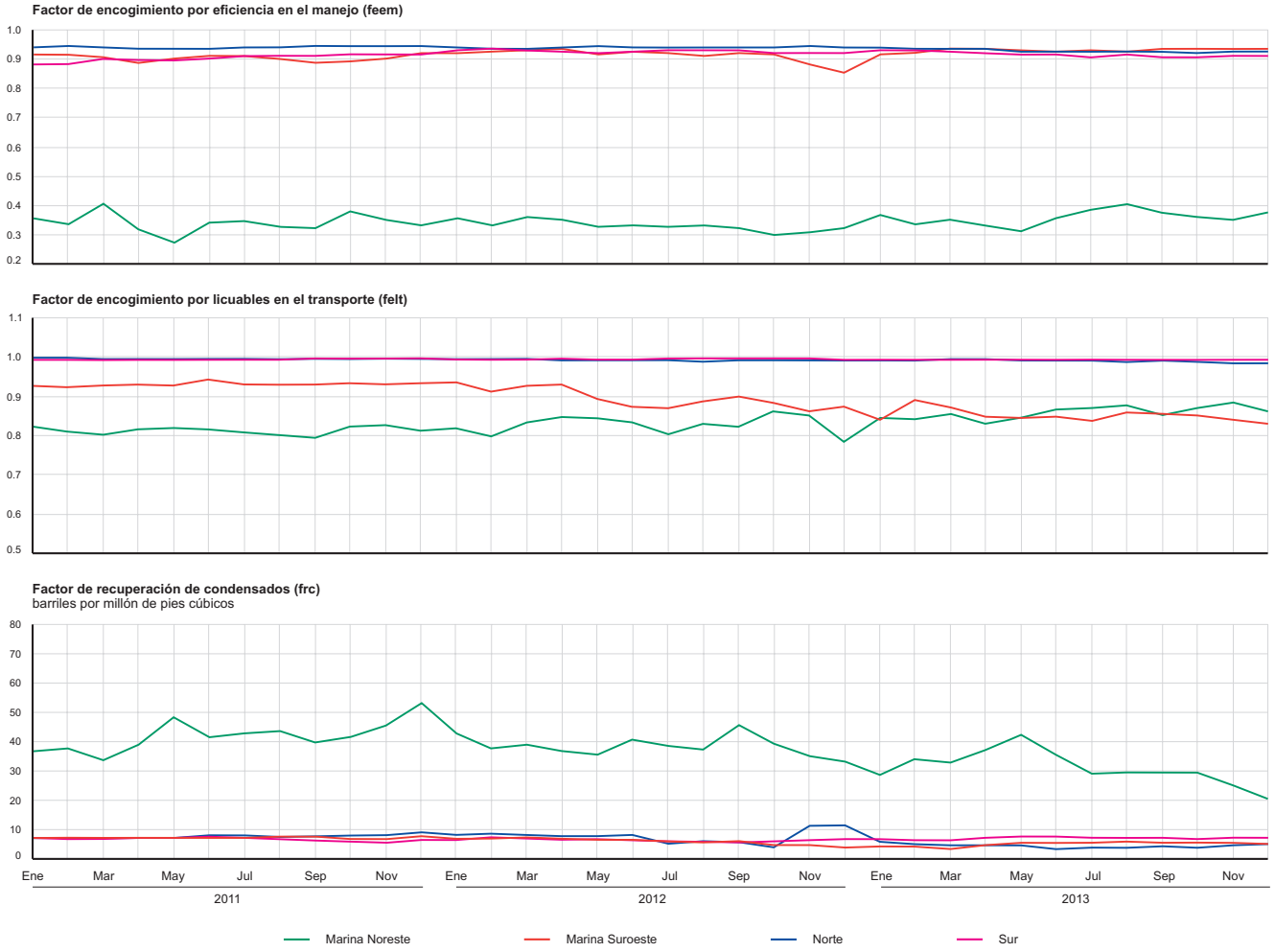


Figura 3.2 Factores de encogimiento y recuperación de condensados, por región, del sistema petrolero nacional.

gas producido o parte del mismo se podría enviar a la atmósfera, reduciéndose entonces el volumen del gas que se envía a los complejos procesadores, o directamente a comercialización. También ocurre la quema de gas producido en aquellos campos con producción marginal o intermitente de aceite, debido a los bajos volúmenes de hidrocarburos producidos.

Por otra parte, el gas enviado a los complejos procesadores experimenta cambios de temperatura, presión y volumen en su trayecto a los mismos, dando origen a la condensación de líquidos dentro de los ductos y disminuyendo por ende su volumen. El gas resultante de esta tercera reducción potencial, después del autoconsumo y el envío a la atmósfera, es el que efectivamente se entrega en las plantas. Además, los líquidos obtenidos del gas natural durante su transporte, conocidos como condensados, se entregan también en los complejos procesadores de gas.

Estas reducciones en el manejo y transporte de gas a los complejos procesadores se expresan cuantitativamente mediante dos factores. El primero se denomina factor de encogimiento por eficiencia en el manejo, *feem*, el cual considera el envío de gas a la atmósfera y el autoconsumo. El otro es el factor de encogimiento por licuables en el transporte, *felt*, que representa la disminución del volumen de gas por su condensación en los ductos. Finalmente, se tiene el factor de recuperación de condensados, *frc*, que relaciona los líquidos obtenidos en el transporte con el gas enviado a planta. Los factores de encogimiento y rendimiento del gas natural se calculan mensualmente utilizando la información a nivel campo de las regiones Marina Noreste, Marina Suroeste, Norte y Sur. Se considera también la regionalización de la producción de gas y condensado que se envía a más de un complejo procesador de gas.

La evolución del factor de encogimiento por eficiencia en el manejo, *feem*, que es el indicador del aprovechamiento del gas natural, muestra en los tres últimos años un comportamiento estable en las regiones Marina Suroeste, Norte y Sur al registrar pequeñas variaciones en su valor, como se presenta en la figura 3.2. En la Región Marina Noreste se tiene una tendencia creciente en el segundo semestre del año 2013 con valores de 0.36 a 0.41 puntos, ocasionados por la disminución en el consumo del gas de bombeo neumático.

El factor de encogimiento por licuables en el transporte, *felt*, en las regiones Norte y Sur no presenta variaciones importantes durante los últimos tres años. Para la Región Marina Suroeste muestra un ligero decremento en el año 2013 generado por la agregación de gas húmedo proveniente de yacimientos de gas y condensado. La Región Marina Noreste continúa con una tendencia incremental en el último año ocasionado por la reducción en el gas enviado a la atmósfera. Estas variaciones se muestran también en la figura 3.2.

En lo que respecta a la evolución del factor de recuperación de condensados, *frc*, se tienen ligeras variaciones en los tres últimos años en las Región Sur. En la Región Norte se tienen pequeñas variaciones en los años 2010 y 2011, no obstante a finales del año 2012 se tiene un incremento de hasta 11 barriles de condensado por millón de pies cúbicos de gas ocasionado por la optimización de la recuperación de condensados en el campo Nejo. La Región Marina Suroeste presenta pequeños incrementos asociados a la incorporación de gas húmedo proveniente de yacimientos de gas y condensado. Finalmente, la Región Marina Noreste por problemas operativos y la recirculación de condensados en sus instalaciones durante 2013 muestran un comportamiento decreciente del factor de recuperación de condensados alcanzando valores de 20.5 barriles de condensado por millón de pies cúbicos.

3.2.2 Comportamiento del gas en los complejos procesadores

El gas producido de las cuatro regiones de PEP se entrega a los complejos procesadores de gas denominados Arenque, Burgos, Cactus, Ciudad Pemex, La Venta,

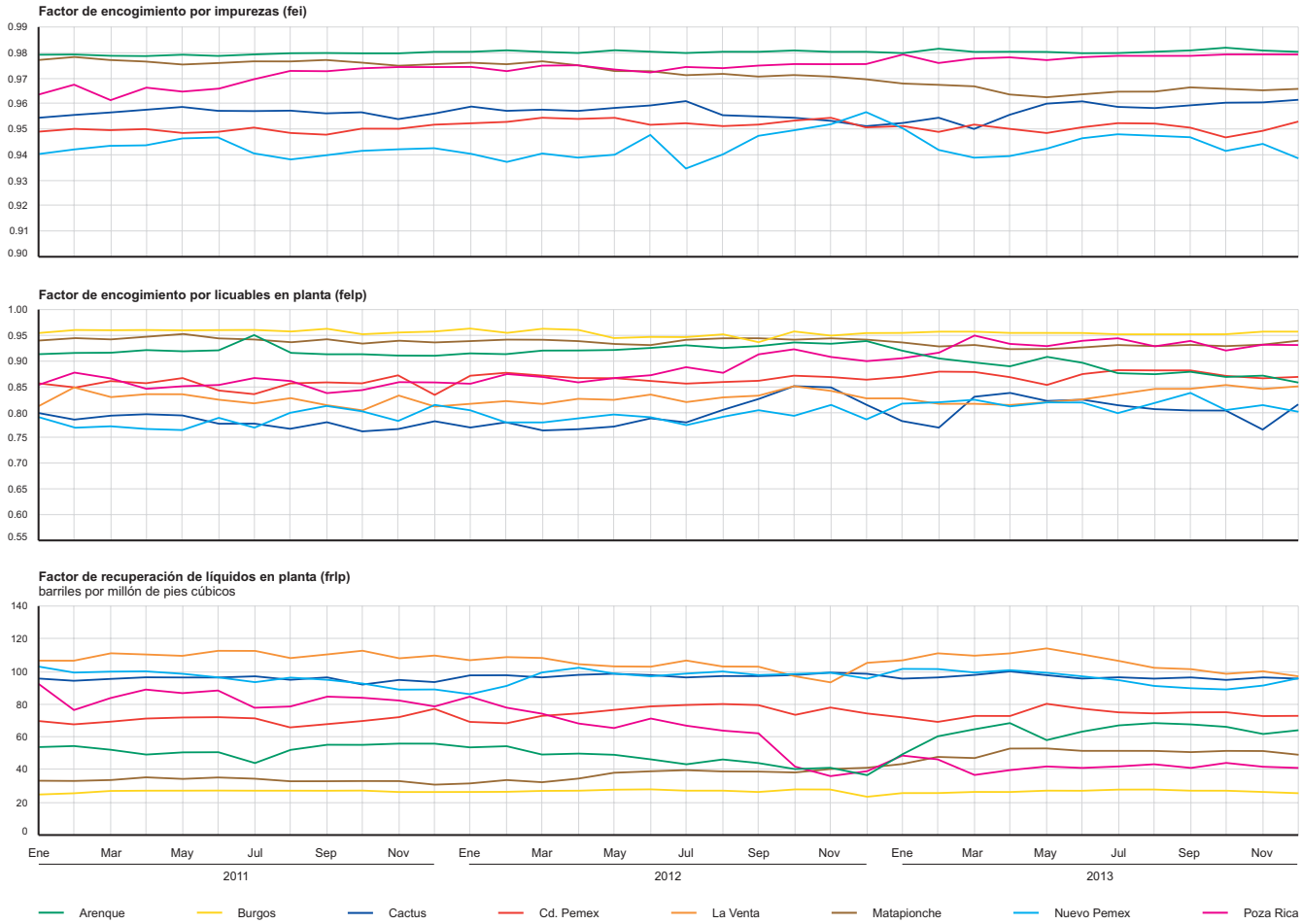


Figura 3.3 Factores de encogimiento y recuperación de líquidos en los centros procesadores de gas en donde se entrega el gas natural de los yacimientos del país.

Matapionche, Nuevo Pemex, Poza Rica y Reynosa; y que pertenecen a la filial Pemex Gas y Petroquímica Básica. El gas recibido en estas plantas se somete a procesos de endulzamiento cuando el gas es amargo o si está contaminado por algún gas no hidrocarburo para obtener el gas dulce húmedo; posteriormente, a éste se le aplican procesos de absorción y criogénicos para obtener los líquidos de planta y el gas seco, también conocidos como hidrocarburos licuados y gas residual. Las reducciones del gas en estos procesos se expresan cuantitativamente mediante dos factores, el factor de encogimiento por impurezas, *fei*, que considera el efecto de retirar los compuestos que no son hidrocarburos del gas, y el factor de encogimiento por licuables en planta, *felp*, que contempla el efecto de la separación de los hidrocarburos licuables del gas húmedo. De esta forma, los líquidos obtenidos se relacionan al gas húmedo mediante el factor de recuperación de líquidos en planta, *frlp*.

El factor de encogimiento por impurezas presenta pequeñas variaciones en el complejo Cactus, donde a finales del año pasado y a principios de este año disminuye, sin embargo en los meses restantes del año 2013 se incrementa a valores similares al año 2011 y 2012 para finalmente mantener un promedio en los tres años de aproximadamente 0.96 puntos. Para el caso de complejo Poza Rica se tienen variaciones durante el 2013 pero en promedio es similar a los años anteriores con un valor de 0.97 puntos. Otro complejo con ligera variación es Matapionche que baja 0.98 a 0.97 puntos, principalmente por cuestiones de eficien-

cia operativa. Los complejos procesadores de gas de Cd. Pemex, Nuevo Pemex y Arenque se mantuvieron muy estables en el año 2013, ver figura 3.3.

El factor de encogimiento por licuables en planta sólo presenta variaciones relevantes en el complejo procesador de gas Cactus en el año 2013, fluctuando entre valores de 0.77 y 0.84 puntos generados por movimientos operativos. Los complejos de gas restantes muestran ligeros incrementos y decrementos pero en promedio son similares a los años 2011 y 2012. El CPG Reynosa continúa fuera de operación por mantenimiento, como se observa en la figura 3.3.

El factor de recuperación de líquidos en planta incrementa forma importante en el complejo procesador de gas Arenque al cambiar de 47.0 a 65.1 barriles por cada millón de pies cúbicos de gas, principalmente por el mantenimiento en las instalaciones. Los complejos restantes muestran variaciones pequeñas y similares a los años anteriores. La figura 3.3 muestra la evolución de los factores antes mencionados, de forma mensual y para los últimos tres años, en cada uno de los complejos procesadores de gas.

3.3 Reservas remanentes totales

Las reservas remanentes totales, también llamadas 3P, resultado de la suma de las reservas probada, probable y posible con las que cuenta el país al 1 de enero de 2014, alcanzaron 42,158.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En comparación a la reserva estimada para el año 2013, se tiene una

Cuadro 3.1 Distribución histórica de las reservas remanentes totales por fluido y región.

		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
Año	Región	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2011	**Total**	**30,559.8**	**294.1**	**3,573.3**	**8,646.5**	**43,073.6**	**61,274.9**	**54,370.8**	**44,969.6**
	Marina Noreste	11,170.3	126.3	259.7	525.0	12,081.3	4,757.1	3,460.0	2,730.6
	Marina Suroeste	3,714.5	43.6	750.2	1,875.5	6,383.7	13,248.0	11,914.4	9,754.5
	Norte	11,915.9	25.1	1,854.9	5,087.6	18,883.6	34,632.0	30,907.3	26,460.5
	Sur	3,759.1	99.1	708.5	1,158.3	5,724.9	8,637.8	8,089.2	6,024.1
2012	**Total**	**30,612.5**	**367.8**	**3,953.1**	**8,903.9**	**43,837.3**	**61,640.9**	**55,637.1**	**46,308.5**
	Marina Noreste	11,595.3	143.3	261.5	526.1	12,526.3	4,438.6	3,472.0	2,736.4
	Marina Suroeste	4,026.4	61.0	808.3	2,158.7	7,054.4	14,615.2	13,475.1	11,227.4
	Norte	11,499.1	17.8	2,155.4	5,016.7	18,689.0	33,958.1	30,497.5	26,091.3
	Sur	3,491.8	145.7	727.8	1,202.4	5,567.7	8,628.9	8,192.5	6,253.4
2013	**Total**	**30,816.5**	**328.1**	**4,010.4**	**9,375.0**	**44,530.0**	**63,229.4**	**58,089.2**	**48,758.9**
	Marina Noreste	11,540.5	132.6	270.8	546.6	12,490.5	4,436.2	3,527.0	2,843.0
	Marina Suroeste	4,036.0	55.9	1,054.6	2,191.2	7,337.8	16,001.9	14,095.9	11,396.3
	Norte	11,753.9	21.4	1,892.5	5,346.0	19,013.7	33,748.4	31,705.4	27,804.1
	Sur	3,486.1	118.3	792.5	1,291.2	5,688.1	9,042.9	8,760.9	6,715.5
2014	**Total**	**29,327.8**	**295.6**	**3,575.0**	**8,960.1**	**42,158.4**	**59,664.8**	**54,410.5**	**46,600.9**
	Marina Noreste	11,340.5	103.4	253.6	513.9	12,211.4	4,278.0	3,276.4	2,672.6
	Marina Suroeste	3,812.9	68.4	758.9	2,051.6	6,691.8	14,598.1	12,408.9	10,670.4
	Norte	10,845.9	19.2	1,795.7	5,118.3	17,779.1	32,036.8	30,316.4	26,619.7
	Sur	3,328.4	104.5	766.7	1,276.3	5,476.0	8,751.8	8,408.9	6,638.2

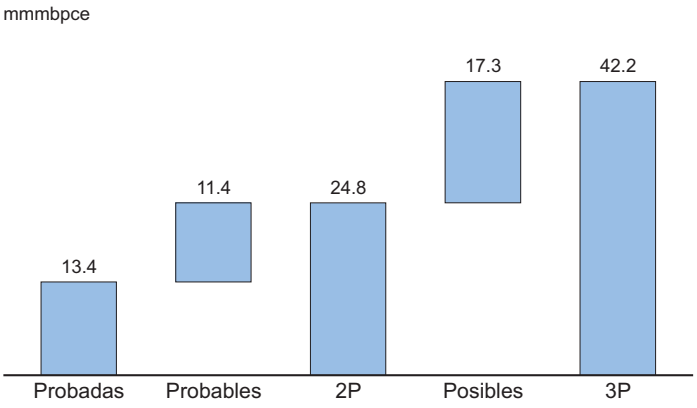


Figura 3.4 Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país.

disminución de 2,371.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La reserva remanente 3P está conformada por 31.9 por ciento de reservas probadas, 27.0 por ciento de reserva probables y 41.1 por ciento de reservas posibles. La integración de las reservas en sus diferentes categorías se muestra en la figura 3.4.

La distribución de las reservas remanentes totales de petróleo crudo equivalente en las distintas regiones de producción que comprenden el país, nos indica que la Región Norte contribuye con el mayor porcentaje alcanzando 42.2 por ciento, la Región Marina Noreste 29.0 por ciento, la Región Marina Suroeste 15.9 por ciento y finalmente la Región Sur 13.0 por ciento.

Hablando de las reservas remanentes totales de aceite crudo y gas natural, se alcanzaron los valores

Cuadro 3.2 Clasificación de las reservas totales, o 3P, de aceite crudo y gas natural.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	Total
Año	Región	mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2011	**Total**	**15,781.0**	**10,534.2**	**4,244.5**	**43,294.9**	**8,924.5**	**4,735.2**	**4,320.3**	**17,980.0**
	Marina Noreste	11,095.6	74.7	0.0	4,699.3	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	701.7	1,770.4	1,242.4	2,933.1	7,266.6	1,687.6	1,360.8	10,315.0
	Norte	3,663.9	6,565.2	1,686.7	28,962.7	180.9	2,973.2	2,515.2	5,669.3
	Sur	319.8	2,123.8	1,315.4	6,699.8	1,477.0	74.4	386.6	1,937.9
2012	**Total**	**16,026.8**	**10,797.8**	**3,787.9**	**43,710.4**	**8,465.5**	**5,035.7**	**4,429.2**	**17,930.5**
	Marina Noreste	11,496.3	99.0	0.0	4,380.9	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	735.9	2,023.6	1,266.9	3,594.3	6,802.4	2,462.4	1,756.1	11,020.9
	Norte	3,490.8	6,729.5	1,278.8	29,028.4	139.4	2,518.4	2,271.9	4,929.7
	Sur	303.8	1,945.8	1,242.2	6,706.9	1,523.6	54.9	343.6	1,922.1
2013	**Total**	**16,093.8**	**10,888.2**	**3,834.5**	**44,402.5**	**8,033.0**	**6,787.0**	**4,006.8**	**18,826.9**
	Marina Noreste	11,370.7	169.9	0.0	4,378.5	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	758.7	2,047.6	1,229.7	3,833.1	6,283.4	4,255.4	1,630.0	12,168.8
	Norte	3,671.0	6,790.9	1,291.9	29,102.9	141.6	2,484.9	2,018.9	4,645.5
	Sur	293.4	1,879.9	1,312.8	7,088.1	1,608.0	46.7	300.1	1,954.8
2014	**Total**	**15,801.1**	**9,689.0**	**3,837.6**	**41,768.0**	**6,675.1**	**7,478.9**	**3,742.7**	**17,896.7**
	Marina Noreste	11,184.6	155.9	0.0	4,220.3	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	747.0	1,969.9	1,095.9	3,886.5	5,001.8	4,100.8	1,609.0	10,711.6
	Norte	3,595.2	5,719.4	1,531.3	26,760.4	206.8	3,281.9	1,787.7	5,276.4
	Sur	274.3	1,843.8	1,210.4	6,900.9	1,466.5	96.2	288.2	1,851.0

* G y C: yacimientos de gas y condensado

de 29,327.8 millones de barriles y 59,664.8 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Cifras por debajo de 1,488.8 millones de barriles de aceite y 3,564.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural a las reportadas el año anterior.

La distribución de las reservas remanentes totales de acuerdo al tipo de fluido se muestran en el cuadro 3.1. Siendo el aceite crudo el de mayor contribución con el 69.6 por ciento, el condensado con 0.7 por ciento, líquidos de planta 8.5 por ciento y el 21.3 por ciento restante corresponde al gas seco equivalente a líquido. La reserva de gas entregado en planta es de 54,410.5 miles de millones de pies cúbicos y 46,600.9 miles de millones de pies cúbicos de gas seco.

Las reservas remanentes totales de crudo de acuerdo a su clasificación por su densidad se muestra en la tabla 3.2. La mayor reserva de hidrocarburo corresponde al aceite pesado, el cual participa con el 53.9 por ciento, en segundo término el aceite ligero con 33.0 por ciento y por último el aceite superligero con 13.1 por ciento; esta información es mostrada en el cuadro 3.2. El mayor porcentaje de reservas totales de aceite pesado está distribuido en los campos de la Región Marina Noreste con el 70.8 por ciento. Asimismo, el mayor porcentaje de aceite ligero se encuentra en la Región Norte con 59.0 por ciento, mientras que para el caso del aceite superligero, los mayores volúmenes están divididos en las regiones Norte, Sur y Marina Suroeste con el 39.9, 31.5 y 28.6 por ciento, respectivamente.

Con lo que respecta a la evolución de las reservas de gas natural, desglosadas en gas asociado y en gas no asociado también son presentadas en el cuadro 3.2. La reserva remanente total de gas natural asociadas a yacimientos de aceite representan el mayor volumen obteniendo un valor de 41,768.0 miles de millones de pies cúbicos, es decir el 70.0 por ciento del total, mientras que para el gas no asociado los volúmenes de reserva alcanzaron 17,896.7 miles de millones de pies cúbicos, lo que representa un 30.0 por ciento. Siendo la Región Norte la región más rica en gas asociado, contribuyendo con el 64.1 por ciento; es decir, 26,760.4 miles de millones de pies cúbicos. En cuanto a las reservas totales de gas no asociado los mayores volúmenes se localizan en la Región Marina Suroeste con 10,711.6 miles de millones de pies cúbicos o 59.9 por ciento.

La evolución y el comportamiento de las reservas remanentes totales de petróleo crudo equivalente del país en los últimos tres años se muestra en la figura 3.5, indicando las causas y los factores que propiciaron la variación de las reservas totales en comparación al año inmediato anterior 2013. La estimación al 1 de enero del 2014 se registró un decremento de 1,038.4 de barriles de petróleo crudo equivalente. La causa de esta desviación es por la desincorporación de 1,575.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por las revisiones por comportamiento de la presión-producción o actualización de modelos sísmicos-geológicos. No obstante las actividades que

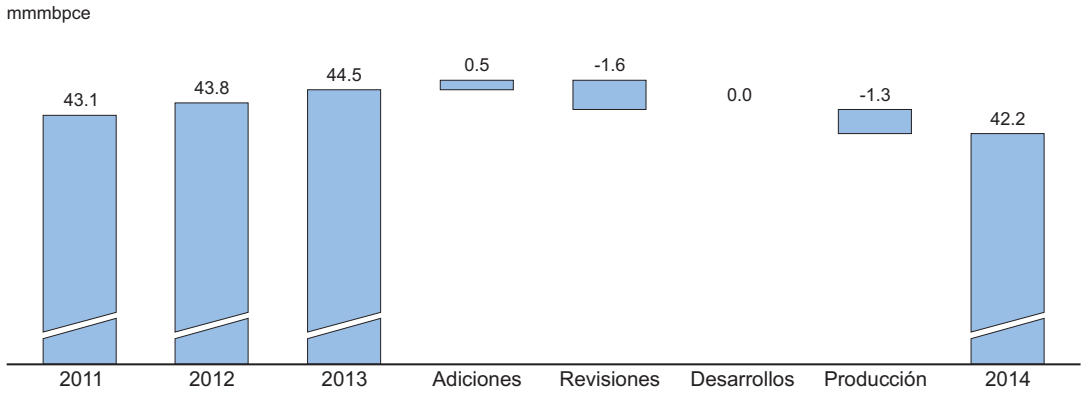


Figura 3.5 Evolución histórica de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país.

contribuyeron mitigar la reducción de las misma fueron las actividades de exploración y delimitación de yacimientos con 503.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y el desarrollo de campos con 33.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La relación reserva-producción, que resulta de dividir las reservas al 1 de enero de 2014 entre la producción del año 2013, alcanzó un valor de 31.6 años, considerando las reservas remanentes 3P de petróleo crudo equivalente. Para la suma de las reservas probadas más probables (2P) la relación es 18.6 años y para las reservas probadas de 10.1 años. Es importante mencionar que para el cálculo de este indicador no se considera una declinación de la producción, así como los precios de hidrocarburos y costos de operación, mantenimiento y transporte constantes y que no habrá incorporación de reservas por exploración, ni variaciones de las mismas por desarrollo de campos futuro.

3.3.1 Reservas remanentes probadas

Las reservas probadas de hidrocarburos de México para el ejercicio del año 2014 se evaluaron de acuerdo a los criterios y definiciones establecidas por la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos alcanzando la cifra de 13,438.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. A nivel regional, la Región Marina Noreste es la que presenta mayor contribución con el 45.0 por ciento la Región Sur, con 27.1 por ciento, la Región Marina Suroeste con 16.1 por ciento y finalmente la Región Norte con el 11.8 por ciento restante. Haciendo referencia a las reser-

Cuadro 3.3 Distribución histórica de las reservas remanentes probadas por fluido y región.

		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
Año	Región	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2011	**Total**	**10,161.0**	**198.1**	**1,034.6**	**2,402.3**	**13,796.0**	**17,316.3**	**15,388.8**	**12,494.2**
	Marina Noreste	5,682.2	85.3	172.2	343.6	6,283.4	3,083.2	2,271.0	1,787.2
	Marina Suroeste	1,255.8	22.2	251.5	546.8	2,076.3	4,063.6	3,557.0	2,843.9
	Norte	658.4	11.1	89.8	676.4	1,435.8	3,941.0	3,700.5	3,518.1
	Sur	2,564.6	79.5	521.1	835.4	4,000.5	6,228.6	5,860.3	4,344.9
2012	**Total**	**10,025.2**	**238.7**	**1,098.1**	**2,448.3**	**13,810.3**	**17,224.4**	**15,617.2**	**12,733.5**
	Marina Noreste	5,528.0	93.2	173.6	344.6	6,139.4	2,848.7	2,280.2	1,792.0
	Marina Suroeste	1,266.9	21.4	264.4	562.8	2,115.5	4,080.1	3,653.9	2,927.1
	Norte	813.1	9.7	106.3	646.1	1,575.2	3,858.3	3,557.0	3,360.3
	Sur	2,417.2	114.4	553.8	894.9	3,980.2	6,437.2	6,126.0	4,654.1
2013	**Total**	**10,073.2**	**210.1**	**1,140.6**	**2,444.4**	**13,868.3**	**17,075.4**	**15,563.7**	**12,713.1**
	Marina Noreste	5,539.2	90.2	178.6	355.9	6,163.9	2,823.9	2,302.4	1,851.3
	Marina Suroeste	1,309.6	17.2	289.4	549.1	2,165.3	4,168.8	3,593.0	2,856.1
	Norte	934.5	10.3	107.4	636.4	1,688.5	3,752.9	3,513.4	3,309.7
	Sur	2,290.0	92.4	565.3	902.9	3,850.6	6,329.8	6,154.9	4,696.1
2014	**Total**	**9,812.1**	**187.1**	**1,079.6**	**2,359.7**	**13,438.5**	**16,548.5**	**14,745.2**	**12,272.6**
	Marina Noreste	5,476.9	71.3	167.3	334.4	6,049.9	2,710.0	2,137.3	1,739.1
	Marina Suroeste	1,324.0	23.1	265.1	556.6	2,168.8	4,298.1	3,515.6	2,894.8
	Norte	871.8	10.3	110.6	588.1	1,580.9	3,510.8	3,271.9	3,058.9
	Sur	2,139.4	82.4	536.6	880.6	3,639.0	6,029.6	5,820.4	4,579.8

Cuadro 3.4 Clasificación de las reservas probadas, o 1P, de aceite crudo y gas natural.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
Año	Región	mmb	mmb	mmb	mmmpc	G y C* mmmpc	Gas húmedo mmmpc	Gas seco mmmpc	Total mmmpc
2011	**Total**	**6,150.5**	**2,938.3**	**1,072.2**	**10,806.6**	**2,920.1**	**1,700.3**	**1,889.2**	**6,509.6**
	Marina Noreste	5,636.9	45.3	0.0	3,068.7	0.0	0.0	14.4	14.4
	Marina Suroeste	111.5	818.1	326.3	1,483.3	1,990.7	452.0	137.5	2,580.2
	Norte	314.0	331.1	13.4	1,093.9	113.4	1,188.9	1,544.8	2,847.1
	Sur	88.3	1,743.8	732.5	5,160.7	815.9	59.4	192.5	1,067.9
2012	**Total**	**6,118.1**	**2,792.4**	**1,114.7**	**10,901.6**	**3,047.1**	**1,652.9**	**1,622.8**	**6,322.8**
	Marina Noreste	5,472.7	55.3	0.0	2,834.5	0.0	0.0	14.2	14.2
	Marina Suroeste	101.1	780.6	385.1	1,575.1	1,977.6	451.1	76.4	2,505.1
	Norte	440.7	354.2	18.2	1,247.3	69.7	1,159.6	1,381.6	2,611.0
	Sur	103.5	1,602.3	711.4	5,244.7	999.8	42.2	150.5	1,192.6
2013	**Total**	**6,151.2**	**2,868.1**	**1,053.9**	**10,953.9**	**3,067.7**	**1,735.9**	**1,317.9**	**6,121.5**
	Marina Noreste	5,445.9	93.2	0.0	2,809.7	0.0	0.0	14.2	14.2
	Marina Suroeste	98.6	836.3	374.6	1,605.7	2,036.1	451.1	75.9	2,563.1
	Norte	498.4	419.1	16.9	1,338.3	49.9	1,249.9	1,114.7	2,414.6
	Sur	108.2	1,519.4	662.4	5,200.2	981.7	34.8	113.1	1,129.6
2014	**Total**	**6,057.5**	**2,737.6**	**1,017.0**	**10,672.5**	**3,012.3**	**1,872.4**	**991.3**	**5,876.0**
	Marina Noreste	5,383.7	93.2	0.0	2,695.5	0.0	0.0	14.4	14.4
	Marina Suroeste	104.6	807.6	411.8	1,663.7	2,043.8	514.9	75.8	2,634.5
	Norte	470.3	384.1	17.4	1,323.7	80.0	1,325.2	782.0	2,187.1
	Sur	98.8	1,452.8	587.8	4,989.6	888.5	32.4	119.1	1,040.0

* G y C: yacimientos de gas y condensado

vas probadas de aceite crudo del país, se cuenta con 9,812.1 millones de barriles, mientras que las reservas probadas de gas natural presentan 16,548.1 miles de millones de pies cúbicos al 1 de enero de 2014.

De acuerdo al tipo de fluido clasificado por su densidad, el aceite crudo contribuye con 73.0 por ciento, el gas seco equivalente a líquido con 17.6 por ciento, los líquidos de planta con 8.0 por ciento y los con-

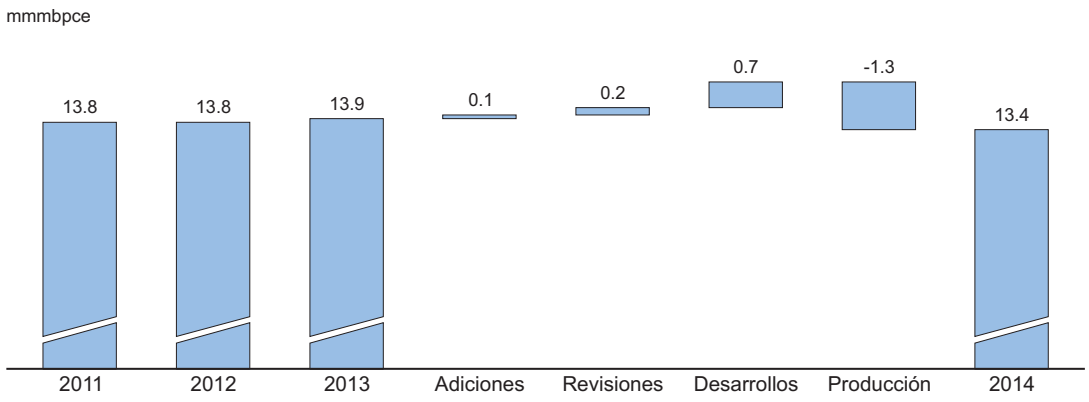


Figura 3.6 Evolución histórica de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente del país.

densados con el restante 1.4 por ciento. Las reservas probadas de gas entregado en planta y gas seco contienen 14,745.2 y 12,272.6 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente, y se ubican principalmente en la Región Sur. La evolución de estas reservas por fluido y región se muestran en el cuadro 3.3.

De los 9,812.1 millones de barriles de reserva probada de aceite crudo en el país, el aceite pesado tiene la mayor contribución con un 61.7 por ciento, el aceite ligero aporta el 27.9 por ciento. El 88.9 por ciento de reserva de aceite pesado del país se encuentra almacenado en los campos de la Región Marina Noreste, mientras que en la Región Sur se localiza el 53.1 por ciento del aceite ligero y el 57.8 por ciento del aceite superligero. Las reservas probadas de gas asociado representan el 64.5 por ciento del total, para las reservas probadas de gas no asociado alcanzan 35.5 por ciento. La Región Sur es la de mayor aportación en las reservas probadas de gas asociado con un 46.8 por ciento, mientras que para las reservas de gas no asociado la mayor concentración se encuentra en las regiones Marina Suroeste y Norte. Las reservas probadas de aceite crudo, clasificadas de acuerdo a su densidad como aceite pesado, ligero y superligero, así como las reservas de gas natural clasificadas como gas asociado y no asociado, se muestran en el cuadro 3.4.

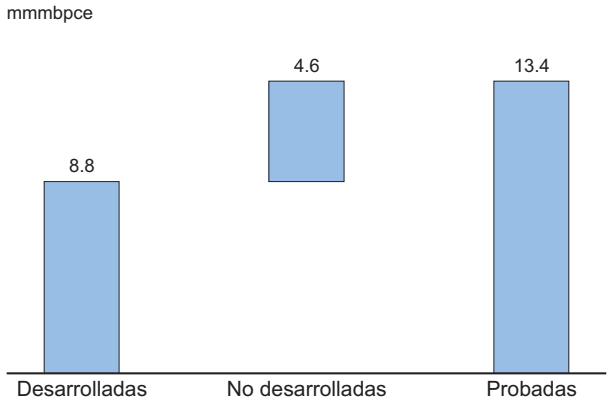


Figura 3.7 Clasificación de las reservas remanentes probadas de petróleo crudo equivalente.

El volumen extraído de 1,333.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en el año 2013 ha sido restituido con un 69.5 por ciento por las actividades de exploración, desarrollo y revisión de comportamiento de producción de la presión-producción o actualización de modelos sísmico-geológicos de campos que juntos aportaron 926.3 millones de barriles de petróleo

Cuadro 3.5 Reservas probadas de crudo y gas seco de los principales países productores.

Posición	País	Crudo[a] mmb	Posición	País	Gas seco mmmpc
1	Venezuela	297,740	1	Rusia	1,688,228
2	Arabia Saudita	265,850	2	Irán	1,192,907
3	Canadá	173,200	3	Qatar	885,287
4	Irán	157,300	4	Estados Unidos de América	372,179
5	Irak	140,300	5	Arabia Saudita	290,811
6	Kuwait	101,500	6	Turkmenistán	265,000
7	Emiratos Árabes Unidos	97,800	7	Emiratos Árabes Unidos	215,035
8	Rusia	80,000	8	Venezuela	196,411
9	Libia	48,470	9	Nigeria	180,737
10	Nigeria	37,140	10	Argelia	159,054
11	Estados Unidos de América	31,777	11	China	155,382
12	Kazajstán	30,000	12	Irak	111,522
13	Qatar	25,240	13	Indonesia	104,370
14	China	24,376	14	Mozambique	100,000
15	Brasil	13,219	15	Kazajstán	85,000
16	Argelia	12,200	16	Malasia	83,000
17	**México**	**11,079**	**37**	**México**	**12,273**

Fuente: México, Pemex Exploración y Producción. Otros países, Oil & Gas Journal, December 2, 2013
a. Incluye condensados y líquidos del gas natural

crudo equivalente. El comportamiento y evolución de las reservas probadas de petrolero crudo equivalente en los últimos tres años y los elementos propiciaron la diferencia entre el año de evaluación y el año inmediato anterior se muestran en la figura 3.6.

Las reservas remanentes probadas de petróleo crudo equivalente se clasifican en probadas desarrolladas y probadas no desarrolladas. Al 1 de enero de 2014 las reservas desarrolladas aportan 65.4 por ciento y las no desarrolladas 34.6 por ciento del total nacional, tal como se presenta en la figura 3.7.

En el ámbito internacional, y en referencia a las reservas probadas de aceite, condensado y líquidos de planta, México continúa ocupando el décimo séptimo lugar entre los países productores. Tratándose de las reservas probadas de gas seco, nuestro país se ubica en la posición número 37. El cuadro 3.5 muestra las reservas probadas de crudo y gas seco de los principales países productores.

3.3.1.1 Reservas remanentes probadas desarrolladas

Al 1 de enero de 2014, las reservas probadas desarrolladas se encuentran en 8,794.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente siendo la Región Marina Noreste la de mayor importancia contribuyendo más de la mitad de la reserva nacional con un 53.8 por ciento, seguida por la Región Sur con 25.6 por ciento y finalmente con las regiones Marina Suroeste y Norte, con 12.3 y 8.3 por ciento, respectivamente. Lo anterior se muestra en el cuadro 3.6.

Cuadro 3.6 Distribución histórica de las reservas remanentes probadas desarrolladas por fluido y región.

		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
Año	Región	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2011	**Total**	**7,016.9**	**131.5**	**644.6**	**1,526.9**	**9,319.8**	**11,007.5**	**9,742.8**	**7,941.1**
	Marina Noreste	4,281.5	64.0	146.2	289.2	4,780.8	2,541.7	1,914.8	1,504.3
	Marina Suroeste	604.8	10.0	90.7	169.5	875.0	1,362.4	1,140.0	881.7
	Norte	318.1	8.1	47.1	483.0	856.3	2,765.1	2,601.7	2,511.9
	Sur	1,812.5	49.4	360.7	585.1	2,807.7	4,338.4	4,086.3	3,043.1
2012	**Total**	**6,787.4**	**149.9**	**680.8**	**1,530.0**	**9,148.0**	**10,771.8**	**9,754.7**	**7,957.3**
	Marina Noreste	4,302.9	79.6	149.7	294.7	4,826.9	2,390.4	1,953.8	1,532.9
	Marina Suroeste	621.1	9.8	100.7	189.6	921.1	1,471.3	1,266.5	985.8
	Norte	305.3	7.4	49.6	425.9	788.2	2,474.6	2,301.0	2,215.1
	Sur	1,558.1	53.2	380.8	619.8	2,611.8	4,435.4	4,233.3	3,223.5
2013	**Total**	**6,950.5**	**139.0**	**700.7**	**1,528.7**	**9,318.9**	**10,666.5**	**9,703.1**	**7,950.8**
	Marina Noreste	4,487.6	74.0	157.5	311.5	5,030.6	2,431.9	2,017.9	1,620.1
	Marina Suroeste	699.2	9.9	119.1	225.1	1,053.2	1,745.3	1,473.3	1,170.7
	Norte	370.8	6.1	49.9	391.4	818.2	2,283.8	2,126.1	2,035.4
	Sur	1,392.9	48.9	374.3	600.8	2,416.9	4,205.5	4,085.8	3,124.7
2014	**Total**	**6,576.1**	**118.2**	**665.9**	**1,434.6**	**8,794.9**	**10,159.7**	**8,992.1**	**7,461.5**
	Marina Noreste	4,251.3	56.8	143.0	283.4	4,734.5	2,285.0	1,814.5	1,474.1
	Marina Suroeste	706.5	10.3	124.5	236.9	1,078.2	1,914.8	1,527.5	1,232.0
	Norte	333.2	4.8	48.9	339.4	726.3	2,011.2	1,856.2	1,765.0
	Sur	1,285.1	46.3	349.5	575.0	2,255.9	3,948.7	3,793.8	2,990.4

Hablando de la reserva probada desarrollada de aceite a nivel nacional su volumen asciende a 6,576.1 millones de barriles. Contribuyendo con el mayor volumen de esta la Región Marina Noreste con el 64.6 por ciento, es decir 4,251.3 millones de barriles Con referencia a las reservas probadas desarrolladas de gas natural, éstas ascienden a 10,159.7 miles de millones de pies cúbicos, siendo la Región Sur la de mayor contribución con 3,948.7 miles de millones de pies cúbicos o 38.9 por ciento, mientras que los campos de la Región Marina Noreste contienen 2,285.0 miles de millones de pies cúbicos o 22.5 por ciento. Asimismo, la reserva de gas entregado en planta alcanzó 8,992.1 miles de millones de pies cúbicos, en tanto que la reserva de gas seco sumó 7,461.5 miles de millones de pies cúbicos, como se indica en el cuadro 3.6.

El 67.0 por ciento de la reserva probada desarrollada es aceite pesado, 24.7 por ciento es aceite ligero y 8.3 por ciento restante es aceite superligero. Ubicándonos a nivel regional, la Región Marina Noreste posee 94.5 por ciento de la reserva probada desarrollada de aceite pesado, mientras la Región Sur tiene el 52.6 y 68.7 por ciento de las reservas de aceite ligero y superligero, respectivamente. El cuadro 3.7 muestra la distribución de la reserva probada desarrollada de aceite, en base a su densidad. Con respecto al gas, la reserva probada desarrollada está constituida por un 69.3 por ciento de gas asociado y un 30.7 por ciento de gas no asociado. Las regiones Sur y Marina Noreste es donde se localiza el mayor volumen de reserva probada desarrollada de gas asociado con 44.2 y 32.4 por ciento, respectivamente. Mientras

Cuadro 3.7 Clasificación de las reservas probadas desarrolladas de aceite crudo y gas natural.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	Total
Año	Región	mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2011	**Total**	**4,476.3**	**1,917.7**	**622.9**	**7,408.1**	**1,220.3**	**936.7**	**1,442.4**	**3,599.4**
	Marina Noreste	4,265.2	16.3	0.0	2,541.7	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	527.1	77.7	1,021.3	341.1	0.0	0.0	341.1
	Norte	169.8	143.3	5.1	502.3	107.7	880.7	1,274.3	2,262.7
	Sur	41.3	1,231.0	540.1	3,342.8	771.5	56.0	168.1	995.6
2012	**Total**	**4,493.1**	**1,688.9**	**605.4**	**7,251.6**	**1,433.8**	**888.2**	**1,198.2**	**3,520.2**
	Marina Noreste	4,278.0	25.0	0.0	2,390.4	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	536.3	84.8	1,035.5	435.8	0.0	0.0	435.8
	Norte	175.7	124.5	5.0	507.6	49.0	846.0	1,072.0	1,967.1
	Sur	39.4	1,003.1	515.5	3,318.1	948.9	42.2	126.2	1,117.3
2013	**Total**	**4,686.8**	**1,708.6**	**555.1**	**7,308.8**	**1,523.6**	**887.2**	**947.0**	**3,357.7**
	Marina Noreste	4,430.6	57.0	0.0	2,431.9	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	586.4	112.8	1,049.6	695.7	0.0	0.0	695.7
	Norte	206.4	159.9	4.5	548.7	25.8	852.4	856.9	1,735.1
	Sur	49.9	905.2	437.8	3,278.6	802.1	34.8	90.1	926.9
2014	**Total**	**4,404.6**	**1,625.6**	**545.9**	**7,042.2**	**1,635.0**	**802.4**	**680.1**	**3,117.6**
	Marina Noreste	4,160.4	90.9	0.0	2,285.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	1.6	541.4	163.5	1,075.0	839.9	0.0	0.0	839.9
	Norte	187.3	138.5	7.5	572.9	74.7	770.0	593.6	1,438.3
	Sur	55.3	854.8	375.0	3,109.3	720.5	32.4	86.5	839.4

* G y C: yacimientos de gas y condensado

que los mayores volúmenes de reservas probadas desarrolladas de gas no asociado se localizan en las regiones Norte, Sur y Marina Noreste con 46.1, 26.9 y 26.9 por ciento respectivamente. En el cuadro 3.7 también se muestra la distribución de la reserva probada desarrollada de gas natural.

3.3.1.2 Reservas probadas no desarrolladas

Para enero de 2014 el valor de las reservas probadas no desarrolladas de petróleo crudo equivalente asciende a 4,643.6 millones de barriles. Dichas reservas están distribuidas en un 29.8 por ciento en la Región Sur, 28.3 por ciento en la Región Marina Noreste, 23.5 por ciento en la Región Marina Suroeste y por último, la Región Norte con 18.4 por ciento. Las reservas probadas no desarrolladas de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2014 muestran un incremento de 2.1 por ciento con respecto al año anterior. El cuadro 3.8 muestra lo anterior mencionado.

Refiriéndonos al aceite, las reservas probadas no desarrolladas del país al 1 de enero de 2014 se encuentran en 3,235.9 millones de barriles. La Región Marina Noreste cuenta con 37.9 por ciento y la Región Sur con 26.4 por ciento, mientras que las regiones Marina Suroeste y Norte juntas aportan con el 35.7 por ciento restante. Para el gas natural, las reservas probadas no desarrolladas al 1 de enero de 2014 ascienden a 6,388.8 miles de millones de pies cúbicos siendo las regiones Sur y Marina Suroeste las de mayor aporte con 69.9 por ciento, en lo que respecta a la Región Norte su contribución es de 23.5 por ciento y la Región

Cuadro 3.8 Distribución histórica de las reservas probadas no desarrolladas por fluido y región.

		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
Año	Región	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2011	**Total**	**3,144.1**	**66.6**	**390.0**	**875.4**	**4,476.2**	**6,308.7**	**5,646.0**	**4,553.1**
	Marina Noreste	1,400.7	21.4	26.1	54.4	1,502.6	541.5	356.2	282.9
	Marina Suroeste	651.0	12.2	160.8	377.3	1,201.4	2,701.2	2,417.0	1,962.2
	Norte	340.3	3.0	42.7	193.5	579.5	1,175.9	1,098.8	1,006.2
	Sur	752.1	30.0	160.4	250.3	1,192.8	1,890.2	1,774.0	1,301.8
2012	**Total**	**3,237.8**	**88.8**	**417.3**	**918.3**	**4,662.3**	**6,452.6**	**5,862.5**	**4,776.3**
	Marina Noreste	1,225.1	13.7	23.9	49.8	1,312.5	458.3	326.4	259.1
	Marina Suroeste	645.8	11.6	163.7	373.2	1,194.4	2,608.8	2,387.4	1,941.2
	Norte	507.8	2.2	56.8	220.2	787.0	1,383.7	1,256.0	1,145.3
	Sur	859.1	61.2	173.0	275.1	1,368.4	2,001.8	1,892.7	1,430.6
2013	**Total**	**3,122.7**	**71.1**	**439.9**	**915.7**	**4,549.4**	**6,408.9**	**5,860.6**	**4,762.3**
	Marina Noreste	1,051.5	16.2	21.1	44.5	1,133.3	392.0	284.5	231.2
	Marina Suroeste	610.4	7.3	170.4	324.1	1,112.1	2,423.5	2,119.7	1,685.4
	Norte	563.7	4.2	57.5	245.0	870.3	1,469.1	1,387.3	1,274.2
	Sur	897.1	43.4	191.0	302.1	1,433.7	2,124.3	2,069.1	1,571.4
2014	**Total**	**3,235.9**	**68.9**	**413.7**	**925.1**	**4,643.6**	**6,388.8**	**5,753.1**	**4,811.1**
	Marina Noreste	1,225.6	14.5	24.3	50.9	1,315.4	425.0	322.8	264.9
	Marina Suroeste	617.5	12.8	140.6	319.7	1,090.5	2,383.3	1,988.1	1,662.8
	Norte	538.6	5.5	61.7	248.8	854.6	1,499.5	1,415.6	1,293.9
	Sur	854.3	36.1	187.1	305.6	1,383.1	2,081.0	2,026.6	1,589.4

Marina Noreste con 6.7 por ciento, que es la de menor contribución, como se ilustra en el cuadro 3.8. Para las reservas probadas no desarrolladas de gas entregado en planta y gas seco es de 5,753.1 y 4,811.1 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente, la distribución a nivel regional es similar a la que se tienen en las reservas no desarrolladas de gas natural.

Desde el punto de vista del tipo de fluido de acuerdo a su densidad, al 1 de enero de 2014, las reservas probadas no desarrolladas de aceite pesado son 1,652.8 millones de barriles, de los cuales 74.0 por ciento de ésta pertenece a la Región Marina Noreste conteniendo la mayoría de éstas. Las reservas probadas no desarrolladas de aceite ligero son de 1,112.1 millones de barriles, de las cuales el 53.8 por ciento, que representa más de la mitad se encuentran en la Región Sur, el resto se encuentran distribuidos en su mayoría en las regiones Norte y Marina Suroeste que en conjunto aportan un 46.0 por ciento y el 0.2 por ciento restante en la Región Marina Noreste. Para el aceite superligero, se cuenta con una reserva probada no desarrollada de 471.0 millones de barriles, de los cuales la Región Marina Suroeste aporta el 52.7 por ciento del total, la Región Sur el 45.2 por ciento y por último la Región Norte con el 2.1 por ciento restante. La clasificación de las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo en base a su densidad se muestra en el cuadro 3.9.

Con respecto al gas, las reservas probadas no desarrolladas de gas asociado alcanzan 3,630.3 miles

Cuadro 3.9 Clasificación de las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo y gas natural.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	Total
Año	Región	mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2011	**Total**	**1,674.2**	**1,020.6**	**449.3**	**3,398.5**	**1,699.8**	**763.6**	**446.8**	**2,910.2**
	Marina Noreste	1,371.6	29.1	0.0	527.1	0.0	0.0	14.4	14.4
	Marina Suroeste	111.5	291.0	248.6	462.1	1,649.6	452.0	137.5	2,239.1
	Norte	144.2	187.8	8.3	591.5	5.7	308.2	270.5	584.4
	Sur	46.9	512.8	192.4	1,817.9	44.5	3.4	24.4	72.3
2012	**Total**	**1,625.0**	**1,103.5**	**509.3**	**3,650.0**	**1,613.3**	**764.7**	**424.6**	**2,802.6**
	Marina Noreste	1,194.8	30.3	0.0	444.1	0.0	0.0	14.2	14.2
	Marina Suroeste	101.1	244.3	300.3	539.6	1,541.7	451.1	76.4	2,069.2
	Norte	265.0	229.6	13.1	739.8	20.7	313.6	309.6	643.9
	Sur	64.1	599.2	195.8	1,926.6	50.9	0.0	24.4	75.3
2013	**Total**	**1,464.4**	**1,159.5**	**498.8**	**3,645.2**	**1,544.1**	**848.7**	**370.9**	**2,763.7**
	Marina Noreste	1,015.4	36.2	0.0	377.8	0.0	0.0	14.2	14.2
	Marina Suroeste	98.6	249.9	261.8	556.2	1,340.4	451.1	75.9	1,867.4
	Norte	292.1	259.2	12.4	789.6	24.1	397.6	257.8	679.5
	Sur	58.3	614.2	224.6	1,921.6	179.6	0.0	23.0	202.7
2014	**Total**	**1,652.8**	**1,112.1**	**471.0**	**3,630.3**	**1,377.2**	**1,070.0**	**311.2**	**2,758.5**
	Marina Noreste	1,223.3	2.3	0.0	410.5	0.0	0.0	14.4	14.4
	Marina Suroeste	103.0	266.2	248.3	588.7	1,204.0	514.9	75.8	1,794.6
	Norte	283.0	245.6	10.0	750.7	5.2	555.2	188.3	748.8
	Sur	43.5	598.0	212.8	1,880.3	168.0	0.0	32.6	200.7

* G y C: yacimientos de gas y condensado

de millones de pies cúbicos, equivalente al 56.8 por ciento del total. La Región Sur integra la mayor cantidad de estas reservas con el 51.8 por ciento, le sigue la Región Norte con el 20.7 por ciento, la Región Marina Suroeste con el 16.2 por ciento y por último la Región Marina Noreste con el 11.3 por ciento restante. Finalmente, las reservas probadas no desarrolladas de gas no asociado equivale a 2,758.5 miles de millones de pies cúbicos, donde en gran parte los yacimientos de gas y condensado de la Región Marina Suroeste aportan el 65.1 por ciento del total. En menor proporción los yacimientos de gas húmedo y seco de la Región Norte contribuyen con el 27.1 por ciento, la Región Sur cuenta el 7.3 por ciento y la Región Marina Noreste en proporción la cantidad restante.

3.3.2. Reservas probables

Al 1 de enero de 2014 las reservas probables de petróleo crudo equivalente ascienden a 11,377.2 millones de barriles, mostrando una pequeña disminución de 928.7 millones de barriles con respecto al 1 de enero de 2013, es decir un 7.5 por ciento. el 50.9 por ciento de esta reserva es contribuida por la Región Norte, continua la Región Marina Noreste con 25.2 por ciento, la Región Marina Suroeste con 16.4 por ciento y en menor proporción la Región Sur con 7.5 por ciento. Desglosando de acuerdo de acuerdo a los componentes de las reservas probables de petróleo crudo equivalente, el 68.6 por ciento pertenece al aceite, el 22.2 por ciento al gas seco equivalente a líquido, los líquidos de planta con 8.7 por ciento y finalmente el condensado con el 0.6 por ciento. La evolución de las reservas probables de petróleo crudo equivalente del país y su comportamiento histórico en los últimos tres años se muestran en la figura 3.8.

Las reservas probables de aceite al 1 de enero de 2014 ascienden a 7,800.3 millones de barriles de las cuales el 44.1 y 34.5 por ciento se ubican en las regiones Norte y Marina Noreste respectivamente, la Región Marina Suroeste y la Región Sur contribuyen juntas el 21.5 por ciento restante. Para el rubro de gas natural, las reservas probables al 1 de enero de 2014 muestran un valor de 16,715.5 miles de millones de pies cúbicos, la mayor concentración se encuentra en la Región Norte con el 64.7 por ciento del total, mientras que la Región Marina Suroeste integra el 22.8 por ciento y las regiones Marina Noreste y Sur las reservas restantes. La evolución de las reservas probables distribuidas por región y tipo de fluido se muestra en el cuadro 3.10.

De acuerdo a su densidad, las reservas probables aceite al 1 de enero de 2014 están constituidas por el 52.7 por ciento son de aceite pesado, el 35.4 por ciento de aceite ligero y el 12.0 por ciento de aceite superligero. Estas reservas están distribuidas a nivel regional con el 64.0 de aceite pesado en la Región

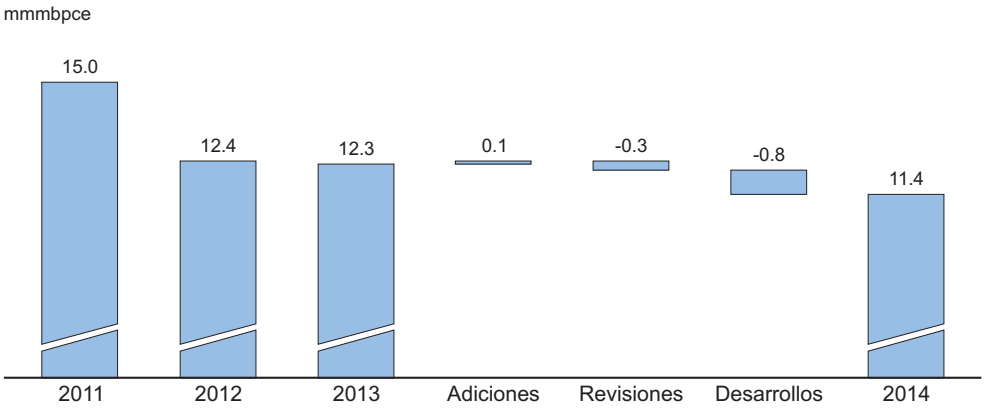


Figura 3.8 Comportamiento histórico de las reservas probables de petróleo crudo equivalente del país.

Marina Noreste el 27.4 por ciento la Región Norte y el 8.6 por ciento restante las regiones Sur y Marina Suroeste. La mayor cantidad de reservas probables para aceite ligero la Región Norte concentra la mayor cantidad con 69.6 por ciento, mientras que la Región Marina Suroeste contiene el 20.2 por ciento y las regiones Marina Noreste y Sur el 10.2 por ciento. Para las reservas probables de aceite superligero el 41.9 por ciento se ubican en la Región Norte, el 30.1 por ciento en la Región Sur y el 28.0 por ciento restante en la Región Marina Suroeste. En el cuadro 3.11 se muestra la clasificación por densidad de las reservas probables de aceite crudo.

En lo que respecta a la clasificación de las reservas probables de gas natural, al 1 de enero de 2014, las reservas de gas asociado representan 75.0 por ciento del total nacional y las reservas de gas no asociado el 25.0 por ciento. La mayor concentración de reservas probables de gas asociado se encuentra en la Región Norte con el 77.7 por ciento. Las reservas probables de gas no asociado se ubican en gran parte en yacimientos de gas y condensado que existen en la Región Marina Suroeste, la cual aporta el 67.1 por ciento del total y la Región Norte aporta 25.6 por ciento de estas reservas.

Para el caso de las reservas probables de gas entregado en planta de 15,266.5 miles de millones de pies cúbicos, el 66.9 por ciento pertenece a la Región Norte, el 21.2 por ciento en la Región Marina Suroeste, el 7.5 por ciento en la Región Sur y el 4.3 por ciento en la Región Marina Noreste. Para las reservas probables de gas seco de 13,144.1 miles

Cuadro 3.10 Distribución histórica de las reservas probables por fluido y región.

		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
Año	Región	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2011	**Total**	**10,736.4**	**58.0**	**1,238.9**	**2,979.8**	**15,013.1**	**20,905.4**	**18,627.2**	**15,497.7**
	Marina Noreste	2,927.6	22.1	45.2	89.7	3,084.6	825.1	593.4	466.4
	Marina Suroeste	1,001.1	13.2	186.6	499.2	1,700.0	3,454.6	3,134.3	2,596.3
	Norte	6,020.2	5.9	872.8	2,161.3	9,060.2	14,972.1	13,310.0	11,240.9
	Sur	787.6	16.7	134.3	229.6	1,168.2	1,653.6	1,589.6	1,194.0
2012	**Total**	**8,548.1**	**84.6**	**1,163.9**	**2,556.1**	**12,352.7**	**17,612.5**	**15,950.5**	**13,293.9**
	Marina Noreste	2,999.7	35.4	56.6	111.8	3,203.6	942.7	740.9	581.6
	Marina Suroeste	1,202.4	18.3	209.9	545.7	1,976.4	3,765.4	3,421.4	2,838.4
	Norte	3,679.3	3.9	784.2	1,701.8	6,169.3	11,529.7	10,460.6	8,851.1
	Sur	666.7	26.9	113.2	196.7	1,003.4	1,374.6	1,327.6	1,022.8
2013	**Total**	**8,456.9**	**76.5**	**1,124.2**	**2,648.3**	**12,305.9**	**17,826.8**	**16,325.9**	**13,773.8**
	Marina Noreste	2,984.7	28.7	59.0	117.0	3,189.4	958.4	757.4	608.4
	Marina Suroeste	1,234.4	21.6	288.2	563.0	2,107.2	4,250.6	3,668.1	2,928.1
	Norte	3,630.0	5.5	671.6	1,785.4	6,092.6	11,351.8	10,677.3	9,285.9
	Sur	607.8	20.6	105.4	182.9	916.7	1,266.0	1,223.1	951.4
2014	**Total**	**7,800.3**	**62.9**	**986.7**	**2,527.3**	**11,377.2**	**16,715.5**	**15,266.5**	**13,144.1**
	Marina Noreste	2,690.3	19.9	52.1	103.6	2,865.9	884.4	662.8	538.7
	Marina Suroeste	1,112.4	20.5	195.9	536.5	1,865.2	3,814.8	3,233.8	2,790.5
	Norte	3,439.7	5.1	637.6	1,710.8	5,793.2	10,809.4	10,218.6	8,897.7
	Sur	557.9	17.5	101.1	176.4	852.9	1,207.0	1,151.3	917.3

Cuadro 3.11 Clasificación de las reservas probables de aceite crudo y gas natural.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
Año	Región	mmb	mmb	mmb	mmmpc	G y C* mmmpc	Gas húmedo mmmpc	Gas seco mmmpc	Total mmmpc
2011	**Total**	**5,237.9**	**3,890.2**	**1,608.4**	**16,366.2**	**2,186.9**	**1,370.7**	**981.6**	**4,539.2**
	Marina Noreste	2,898.3	29.4	0.0	823.7	0.0	0.0	1.4	1.4
	Marina Suroeste	227.9	484.4	288.8	753.3	1,679.9	656.6	364.8	2,701.2
	Norte	2,014.9	3,109.2	896.1	13,720.4	61.5	702.5	487.7	1,251.7
	Sur	96.8	267.2	423.5	1,068.7	445.5	11.7	127.7	584.9
2012	**Total**	**4,621.3**	**2,912.0**	**1,014.9**	**13,377.5**	**2,085.8**	**1,233.7**	**915.5**	**4,235.0**
	Marina Noreste	2,956.0	43.7	0.0	941.1	0.0	0.0	1.6	1.6
	Marina Suroeste	291.7	650.7	260.0	1,019.6	1,735.5	641.6	368.7	2,745.8
	Norte	1,304.1	1,974.1	401.1	10,442.8	63.8	582.7	440.4	1,087.0
	Sur	69.4	243.5	353.8	974.0	286.5	9.3	104.8	400.6
2013	**Total**	**4,485.9**	**3,050.6**	**920.4**	**13,550.0**	**1,403.5**	**2,076.1**	**797.3**	**4,276.9**
	Marina Noreste	2,908.1	76.7	0.0	957.0	0.0	0.0	1.5	1.5
	Marina Suroeste	294.1	684.5	255.8	1,324.6	1,169.2	1,458.1	298.7	2,926.0
	Norte	1,222.2	2,033.3	374.5	10,320.6	26.1	609.5	395.6	1,031.2
	Sur	61.5	256.1	290.1	947.8	208.2	8.5	101.6	318.3
2014	**Total**	**4,107.4**	**2,760.8**	**932.2**	**12,534.1**	**1,243.5**	**2,162.3**	**775.6**	**4,181.5**
	Marina Noreste	2,627.6	62.7	0.0	882.9	0.0	0.0	1.4	1.4
	Marina Suroeste	295.0	556.6	260.7	1,009.9	1,041.3	1,464.8	298.8	2,804.9
	Norte	1,126.0	1,922.7	391.0	9,740.5	27.5	648.6	392.8	1,068.9
	Sur	58.7	218.7	280.5	900.7	174.7	48.9	82.6	306.2

* G y C: yacimientos de gas y condensado

de millones de pies cúbicos, la distribución a nivel regional es similar a las anteriores.

3.3.3. Reservas posibles

Al 1 de enero de 2014 las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país son de 17,342.7 millones de barriles, siendo la Región Norte la que concentra la mayor cantidad de estas, el 60.0 por ciento del total. Mientras que la Región Marina Noreste el 19.0 por ciento, la Región Marina Suroeste 15.3 por ciento y la Región Sur el 5.7 por ciento restante. En forma desagregada el aceite crudo contribuye con 67.6 por ciento, el gas seco equivalente a líquido con 23.5 por ciento, los líquidos de planta con 8.7 por ciento y el condensado 0.3 por ciento. Su distribución regional y por tipo de fluido se muestra en el cuadro 3.12.

Las reservas posibles de aceite crudo se estimaron en un volumen de 11,715.4 millones de barriles, concentrándose el 55.8 en la Región Norte y en la Marina Noreste con el 27.1 por ciento principalmente. En relación a las reservas posibles de gas natural se tienen 26,400.7 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales la Región Norte aporta la mayor cantidad con el 67.1 por ciento del total. En el mismo vertiente para las reservas posibles de gas entregado en planta de 24,398.9 miles de millones de pies cúbicos la Región Norte atribuye el volumen más alto al contabilizar el 69.0 por ciento. Lo mismo ocurre para las reservas posibles de gas seco de 21,184.2 miles de millones de

pies cúbicos, la Región Norte integra 69.2 por ciento, como se observa también en el cuadro 3.12.

Las reservas posibles tomando en cuenta su clasificación de acuerdo a su densidad, el aceite pesado contribuyen con 48.1 por ciento, el aceite ligero con 35.8 por ciento y el aceite superligero con 16.1 por ciento, como se observa en el cuadro 3.13. Las regiones Marina Noreste y Norte son las que contienen mayores reservas posibles de aceite pesado con el 56.3 y 35.5 por ciento, respectivamente. El aceite ligero en mayor parte se encuentra en la Región Norte con un 81.4 por ciento del país y para el aceite superligero están distribuidas en las regiones Norte con 59.5 por ciento, Marina Suroeste con 22.4 por ciento y Sur con 18.1 por ciento. Las reservas posibles de gas asociado representan el 70.3 por ciento del total nacional y las reservas posibles de gas no asociado el 29.7 por ciento. Las reservas posibles de gas asociado se concentran en su mayoría en yacimientos de aceite y gas disuelto existentes en la Región Norte que contribuye con el 84.6 por ciento del total, mientras que las reservas posibles de gas no asociado se ubican en yacimientos de gas y condensado en la Región Marina Suroeste que aporta el 67.3 por ciento del total. La clasificación de las reservas posibles de gas natural por su asociación con el aceite crudo se presenta en el cuadro 3.13.

En comparación al 1 de enero de 2013 las reservas posibles de petróleo crudo equivalente calculadas para el 1 de enero de 2014 muestran un decremento de 1,013.1 millones de barriles, lo que representa el 5.5 por ciento. Siendo las actividades de revisión

Cuadro 3.12 Distribución histórica de las reservas posibles por fluido y región.

		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
Año	Región	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2011	**Total**	**9,662.4**	**38.0**	**1,299.7**	**3,264.4**	**14,264.5**	**23,053.3**	**20,354.8**	**16,977.8**
	Marina Noreste	2,560.5	18.9	42.3	91.7	2,713.3	848.8	595.6	476.9
	Marina Suroeste	1,457.6	8.2	312.1	829.5	2,607.4	5,729.9	5,223.1	4,314.2
	Norte	5,237.4	8.0	892.3	2,249.9	8,387.6	15,718.9	13,896.8	11,701.5
	Sur	406.9	2.9	53.1	93.3	556.2	755.6	639.3	485.2
2012	**Total**	**12,039.3**	**44.5**	**1,691.1**	**3,899.5**	**17,674.3**	**26,804.0**	**24,069.5**	**20,281.1**
	Marina Noreste	3,067.6	14.6	31.3	69.8	3,183.3	647.2	451.0	362.8
	Marina Suroeste	1,557.1	21.2	334.0	1,050.2	2,962.5	6,769.7	6,399.8	5,461.9
	Norte	7,006.7	4.2	1,264.9	2,668.7	10,944.5	18,570.0	16,479.9	13,879.9
	Sur	407.9	4.4	60.9	110.8	584.1	817.1	738.8	576.5
2013	**Total**	**12,286.5**	**41.5**	**1,745.5**	**4,282.3**	**18,355.8**	**28,327.1**	**26,199.6**	**22,272.0**
	Marina Noreste	3,016.7	13.7	33.2	73.7	3,137.2	653.9	467.1	383.3
	Marina Suroeste	1,492.1	17.1	477.0	1,079.1	3,065.2	7,582.5	6,834.8	5,612.1
	Norte	7,189.4	5.5	1,113.5	2,924.2	11,232.6	18,643.7	17,514.8	15,208.6
	Sur	588.3	5.3	121.9	205.4	920.8	1,447.0	1,383.0	1,068.1
2014	**Total**	**11,715.4**	**45.6**	**1,508.6**	**4,073.2**	**17,342.7**	**26,400.7**	**24,398.9**	**21,184.2**
	Marina Noreste	3,173.3	12.2	34.2	75.9	3,295.6	683.7	476.3	394.8
	Marina Suroeste	1,376.5	24.9	298.0	958.5	2,657.9	6,485.1	5,659.5	4,985.2
	Norte	6,534.4	3.9	1,047.5	2,819.3	10,405.1	17,716.7	16,825.9	14,663.1
	Sur	631.2	4.6	129.0	219.4	984.1	1,515.2	1,437.2	1,141.1

Cuadro 3.13 Clasificación de las reservas posibles de aceite crudo y gas natural.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	Total
Año	Región	mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2011	**Total**	**4,392.6**	**3,705.8**	**1,564.0**	**16,122.1**	**3,817.5**	**1,664.2**	**1,449.4**	**6,931.2**
	Marina Noreste	2,560.5	0.0	0.0	806.9	0.0	0.0	42.0	42.0
	Marina Suroeste	362.3	468.0	627.4	696.4	3,596.0	579.0	858.5	5,033.5
	Norte	1,335.1	3,125.0	777.3	14,148.4	6.0	1,081.8	482.7	1,570.5
	Sur	134.8	112.8	159.3	470.4	215.5	3.4	66.3	285.2
2012	**Total**	**5,287.5**	**5,093.5**	**1,658.3**	**19,431.3**	**3,332.6**	**2,149.2**	**1,891.0**	**7,372.7**
	Marina Noreste	3,067.6	0.0	0.0	605.2	0.0	0.0	42.0	42.0
	Marina Suroeste	343.1	592.2	621.7	999.6	3,089.4	1,369.7	1,311.0	5,770.0
	Norte	1,745.9	4,401.2	859.5	17,338.3	5.9	776.1	449.8	1,231.8
	Sur	130.9	100.0	177.1	488.2	237.3	3.4	88.2	328.9
2013	**Total**	**5,456.8**	**4,969.6**	**1,860.1**	**19,898.6**	**3,561.8**	**2,975.1**	**1,891.6**	**8,428.5**
	Marina Noreste	3,016.7	0.0	0.0	611.8	0.0	0.0	42.1	42.1
	Marina Suroeste	366.0	526.8	599.3	902.7	3,078.1	2,346.2	1,255.4	6,679.8
	Norte	1,950.4	4,338.5	900.5	17,444.0	65.6	625.5	508.6	1,199.8
	Sur	123.7	104.3	360.3	940.1	418.1	3.4	85.4	506.9
2014	**Total**	**5,636.3**	**4,190.6**	**1,888.5**	**18,561.5**	**2,419.3**	**3,444.1**	**1,975.8**	**7,839.2**
	Marina Noreste	3,173.3	0.0	0.0	641.8	0.0	0.0	41.9	41.9
	Marina Suroeste	347.4	605.6	423.5	1,212.9	1,916.7	2,121.1	1,234.5	5,272.2
	Norte	1,998.8	3,412.7	1,122.9	15,696.3	99.3	1,308.1	612.9	2,020.4
	Sur	116.8	172.3	342.1	1,010.5	403.4	14.9	86.5	504.7

* G y C: yacimientos de gas y condensado

del comportamiento de presión o actualización de modelos sísmico-sedimentológico y exploración-delimitación las que redujeron la reserva con -626.3 y -1,482.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La figura 3.9 muestra la evolución de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país durante los tres últimos años y los rubros que generan la variación de éstas en el año 2014.

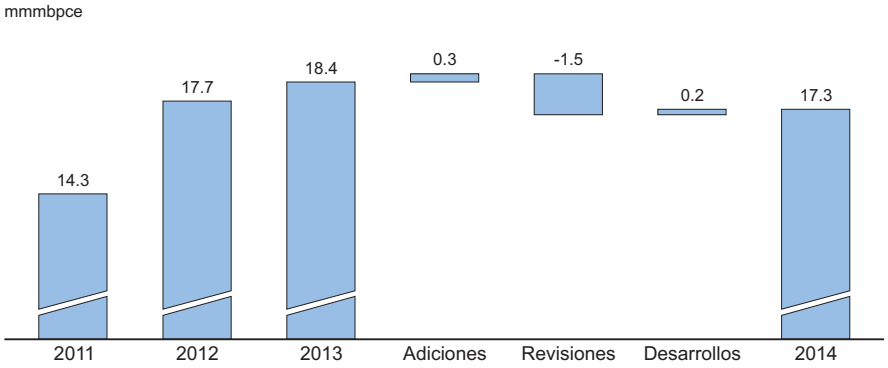


Figura 3.9 Comportamiento histórico de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país.

Descubrimientos

4

Los trabajos exploratorios realizados por Pemex Exploración y Producción continúan dando resultados satisfactorios y durante el año 2013 se terminaron 36 pozos exploratorios y 2 delimitadores, se adquirieron 3,646 kilómetros de sísmica 2D, 13,991 kilómetros cuadrados de sísmica 3D y se realizaron estudios geológicos y geofísicos para proyectos exploratorios y de delimitación, mediante una inversión de 36,553 millones de pesos. Estas actividades permitieron incorporar reservas totales o 3P por 1,163.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, consiguiendo con esto, reemplazar con nuevas reservas la producción extraída durante el año anterior en 87.2 por ciento.

Las actividades exploratorias ejecutadas durante 2013, se concentraron principalmente en la porción marina, específicamente en aguas ultraprofundas en la porción Norte del Golfo México, donde mediante la terminación de los pozos Exploratus-1 y Maximino-1, se demostró una vez más el gran potencial petrolero de México, al comprobar la presencia comercial de aceite ligero y superligero en formaciones de edad Oligoceno y Eoceno. No obstante la relevancia de estos grandes hallazgos, Pemex Exploración y Producción continuó realizando actividades de exploración en la porción terrestre, y en la Cuenca de Burgos se descubrió el primer yacimiento de lutitas productoras de aceite mediante el pozo Anhélido-1, mientras que en aguas someras el descubrimiento más importante se realizó con el pozo Miztón-1 productor de aceite ligero.

A nivel regional, los mayores descubrimientos se dieron en la Región Norte con 805.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, donde se realizaron las actividades de aguas ultraprofundas, destacando los pozos ya mencionados Exploratus-1 y Maximino-1. En la Región Marina Suroeste, se adicionaron 128.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con la terminación de los pozos Miztón-1 y Xux-1DL. La contribución de la Región Marina Noreste fue de 125.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente siendo los pozos de mayor relevancia Tson-201 y Chapabil-1A, finalmente la Región Sur aportó 104.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, donde por su incorporación destacan los pozos Ayocote-1 y Sini-1.

Estos resultados demuestran la importancia de continuar manteniendo estable la ejecución de actividades exploratorias, mediante inversiones sostenidas que permitan continuar adicionando nuevas reservas con alto grado de certidumbre.

Es importante mencionar que todas las incorporaciones realizadas durante 2013, fueron evaluadas bajo estricto apego a los lineamientos establecidos por el *Petroleum Resources Management System* (PRMS), organismo que integra a la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), el *World Petroleum Council* (WPC), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), la *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) y la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), organizaciones internacionales de amplia experiencia internacional en la exploración y producción de hidrocarburos.

A continuación se presentan los principales aspectos técnicos de los descubrimientos más importantes, describiendo las características de los yacimientos. Asimismo, se analizan los datos de incorporación de reservas por región, cuenca, tipo de yacimiento e

hidrocarburo. Al final del capítulo, se resume la evolución de la incorporación de reservas por exploración en los últimos años.

4.1 Resultados obtenidos

Las incorporaciones de reservas de hidrocarburos por la actividad exploratoria en 2013 alcanzaron 1,163.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas totales 3P. Como se describirá más adelante, las localizaciones exploratorias se perforaron tanto en la porción terrestre como en áreas marinas, incluyendo aguas someras y ultraprofundas; así como en rocas de edad Mesozoica y Terciaria. En el cuadro 4.1 se resumen, a nivel de pozo exploratorio, las reservas de aceite y gas natural incorporadas en las categorías probada (1P), probada más probable (2P) y probada más probable más posible (3P), esta última también se indica en términos de petróleo crudo equivalente.

Los descubrimientos de aceite en 2013 contribuyeron con el 61.1 por ciento del total de reservas 3P incorporadas, que corresponde a 711.1 millones de barriles de aceite. Estas reservas se concentran principalmente en la Región Norte, particularmente en aguas ultraprofundas del Golfo de México Norte, donde los pozos Maximino-1 y Exploratus-1, con tirantes de

Cuadro 4.1 Composición de las reservas de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos en 2013.

		1P		2P		3P		
Cuenca Campo	Pozo	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	PCE mmb
Total		**67.6**	**159.4**	**167.1**	**265.0**	**711.1**	**2,046.3**	**1,163.0**
Burgos		**0.3**	**23.6**	**1.7**	**47.8**	**5.3**	**291.7**	**60.0**
Anhélido	Anhélido-1	0.3	2.5	1.7	13.0	5.3	40.0	12.2
Chucla	Chucla-1	0.0	1.8	0.0	1.8	0.0	81.0	15.6
Nuncio	Nuncio-1	0.0	3.0	0.0	3.0	0.0	135.0	24.6
Pesero	Silo-1	0.0	3.4	0.0	5.7	0.0	5.7	1.2
Santa Anita	Santa Anita-401	0.0	8.5	0.0	16.6	0.0	22.3	4.7
Villa Cárdenas	Lempira-1	0.0	4.3	0.0	7.8	0.0	7.8	1.6
Golfo de México Profundo		**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**358.0**	**1,384.0**	**673.6**
Exploratus	Exploratus-1	0.0	0.0	0.0	0.0	91.8	625.4	234.4
Maximino	Maximino-1	0.0	0.0	0.0	0.0	266.2	758.6	439.2
Sureste		**48.6**	**46.6**	**135.2**	**114.3**	**302.0**	**253.4**	**358.0**
Ayocote	Ayocote-1	0.0	0.0	0.0	0.0	43.9	53.5	56.2
Calicanto	Calicanto-101	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2
Caparroso-Pijije-Escuintle	Tamarhú-1	2.4	8.4	4.2	13.8	11.4	35.5	20.1
Chac	Chac-2214	0.0	0.0	0.0	0.0	5.7	1.1	6.0
Chapabil	Chapabil-1A	0.0	0.0	0.0	0.0	91.4	9.8	93.7
Mene	Tson-201	0.0	0.0	24.4	5.2	24.4	5.2	25.6
Miztón	Miztón-1	24.7	19.1	60.6	46.8	70.9	78.8	86.4
Sini	Sini-1	2.4	5.4	9.0	21.9	17.3	43.0	27.8
Xux	Xux-1DL	18.8	13.6	36.7	26.5	36.7	26.5	42.0
Veracruz		**18.7**	**89.3**	**30.2**	**102.8**	**45.8**	**117.1**	**71.4**
Eltreinta	Eltreinta-1	18.7	69.3	30.2	75.0	45.8	82.6	64.4
Kamelot	Kamelot-1	0.0	12.6	0.0	12.6	0.0	12.6	2.4
Mixtán	Mixtán-1	0.0	5.8	0.0	5.8	0.0	11.2	2.5
Pálmaro	Pálmaro-1	0.0	1.5	0.0	9.4	0.0	10.7	2.0

agua de 2,919 y 2,557 metros respectivamente, descubrieron yacimientos de aceite súper ligero y ligero. También debemos destacar los resultados obtenidos en yacimientos no convencionales, donde sobresale el pozo Anhélido-1 por ser el primer pozo productor de aceite ligero en lutitas en México, ubicado en la Cuenca de Burgos dentro de la formación Pimienta, de edad Jurásico Superior. Asimismo, en la Cuenca de Veracruz se tuvo un importante descubrimiento de aceite ligero con el pozo Eltreinta-1.

Con respecto a las reservas de gas natural, éstas ascienden a 2,046.3 miles de millones de pies cúbicos, o sea el 38.9 del total de reservas totales incorporadas en 2013, equivalentes a 451.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, y como en el caso de los yacimientos de aceite, el mayor aporte se dio en la Región Norte.

Con estos datos se establece que en el contexto regional, la incorporación de reservas totales 3P alcanzada por la Región Norte sobresale entre las demás regiones al incorporar el 69.2 por ciento del total nacional, es decir, 805.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De los descubrimientos más destacados por parte de esta región, se encuentran los pozos perforados en aguas ultraprofundas pertenecientes al Activo de Producción Poza Rica-Altamira, donde el pozo Maximino-1 incorporó 439.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 3P y el pozo Exploratus-1 adicionó en la misma categoría de reservas 234.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En esta misma región, el pozo Eltreinta-1, perteneciente al Activo de Producción Veracruz adicionó reservas totales 3P por 64.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En lo que corresponde al Activo Integral Burgos, los pozos Anhélido-1 (aceite ligero), Chucla-1 (gas húmedo) y Nuncio-1 (gas seco) confirmaron la comercialidad de los yacimientos no convencionales de aceite y gas de lutitas en la Cuenca de Burgos y en conjunto sumaron 52.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P.

En relación a las Cuencas del Sureste, la Región Marina Suroeste contribuyó a la incorporación de reservas 3P con un total de 128.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales el principal

Cuadro 4.2 Composición de las reservas de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos en 2013 por cuenca y región.

	1P		2P		3P		
Cuenca Región	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	PCE mmb
Total	**67.6**	**159.4**	**167.1**	**265.0**	**711.1**	**2,046.3**	**1,163.0**
Burgos	**0.3**	**23.6**	**1.7**	**47.8**	**5.3**	**291.7**	**60.0**
Región Norte	0.3	23.6	1.7	47.8	5.3	291.7	60.0
Golfo de México Profundo	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**358.0**	**1,384.0**	**673.6**
Región Norte	0.0	0.0	0.0	0.0	358.0	1,384.0	673.6
Sureste	**48.6**	**46.6**	**135.2**	**114.3**	**302.0**	**253.4**	**358.0**
Región Marina Noreste	0.0	0.0	24.4	5.2	121.5	16.1	125.3
Región Marina Suroeste	43.6	32.7	97.3	73.4	107.7	105.3	128.4
Región Sur	5.0	13.9	13.4	35.8	72.9	132.1	104.3
Veracruz	**18.7**	**89.3**	**30.2**	**102.8**	**45.8**	**117.1**	**71.4**
Región Norte	18.7	89.3	30.2	102.8	45.8	117.1	71.4

aporte lo constituye el pozo Miztón-1, perteneciente al Activo de Producción Litoral de Tabasco, con 86.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Por su parte, la Región Marina Noreste incorporó reservas 3P por 125.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, donde la mayor contribución la tiene el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, con los yacimientos de aceite pesado descubiertos con los pozos Chapabil-1A y Tson-201, donde el principal aporte a esta reserva proviene del pozo Chapabil-1A con 93.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Por lo que respecta a la porción terrestre de las Cuencas del Sureste, la Región Sur incorporó en total 104.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reserva 3P, provenientes principalmente de los pozos Ayocote-1 y Sini-1, pertenecientes a los activos de producción Cinco Presidentes y Samaria-Luna, respectivamente. Las reserva 3P incorporada por los pozos Ayocote-1 y Sini-1 es de 56.2 y 27.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Estos descubrimientos son el resultado de las grandes inversiones que Pemex Exploración y Producción realizó para la ejecución de las actividades exploratorias en el 2013, mismas que fueron destinados principalmente a la terminación de 36 pozos exploratorios y 2 delimitadores; a la adquisición sísmica 3D de 13,991 kilómetros cuadrados y la adquisición sísmica 2D de 3,646 kilómetros. Todas estas actividades sin duda alguna están agregando valor en la incorporación de reservas, estrategia que debe mantenerse en el futuro, teniendo en cuenta que el periodo de maduración de los proyectos exploratorios es de varios años, sobre todo si consideramos los proyectos en aguas ultraprofundas del Golfo de México.

El cuadro 4.2 describe la composición de las reservas incorporadas en las categorías de reserva probada (1P), reserva probada más probable (2P), y reserva probada más probable más posible (3P), agrupándo-

Cuadro 4.3 Composición de las reservas de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos en 2013 por tipo de hidrocarburo.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
Reserva	Región	mmb	mmb	mmb	mmmpc	G y C* mmmpc	Gas húmedo mmmpc	Gas seco mmmpc	Total mmmpc
1P	**Total**	**0.0**	**43.7**	**23.9**	**58.4**	**0.0**	**83.9**	**17.1**	**101.0**
	Marina Noreste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	24.7	18.8	32.7	0.0	0.0	0.0	0.0
	Norte	0.0	19.0	0.0	11.8	0.0	83.9	17.1	101.0
	Sur	0.0	0.0	5.0	13.9	0.0	0.0	0.0	0.0
2P	**Total**	**24.4**	**92.5**	**50.2**	**142.3**	**0.0**	**97.7**	**25.0**	**122.7**
	Marina Noreste	24.4	0.0	0.0	5.2	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	60.6	36.7	73.4	0.0	0.0	0.0	0.0
	Norte	0.0	31.9	0.0	27.9	0.0	97.7	25.0	122.7
	Sur	0.0	0.0	13.4	35.8	0.0	0.0	0.0	0.0
3P	**Total**	**213.3**	**165.9**	**331.9**	**1,120.3**	**0.0**	**767.6**	**158.3**	**926.0**
	Marina Noreste	121.5	0.0	0.0	16.1	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	70.9	36.7	105.3	0.0	0.0	0.0	0.0
	Norte	91.8	51.1	266.2	878.4	0.0	756.1	158.3	914.4
	Sur	0.0	43.9	28.9	120.5	0.0	11.5	0.0	11.5

* G y C: yacimientos de gas y condensado

los a nivel de cuenca; en tanto, en el cuadro 4.3 se presenta el resumen de las reservas descubiertas en las categorías 1P, 2P y 3P, señalando el tipo de hidrocarburo asociado a nivel de región.

4.2 Descubrimientos marinos

En el año 2013, se tuvo una intensa actividad exploratoria en aguas ultraprofundas del Golfo de México, donde los descubrimientos realizados por los pozos Maximino-1 y Exploratus-1 de la Región Norte, incorporaron en conjunto 673.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. También es importante la incorporación realizada por el pozo Miztón-1 en aguas someras del litoral de Tabasco.

Las reservas incorporadas por descubrimientos marinos suman en total 927.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales corresponden al aceite 587.1 millones de barriles y al gas 1,505.4 miles de millones de pies cúbicos.

A continuación se presentan en detalle los descubrimientos marinos más sobresalientes de 2013.

Cuenca del Golfo de México Profundo

Exploratus-1

Este pozo se sitúa dentro del proyecto Área Perdido, localizado en la zona económica exclusiva del Golfo de México frente a la costa Norte del estado de Ta-

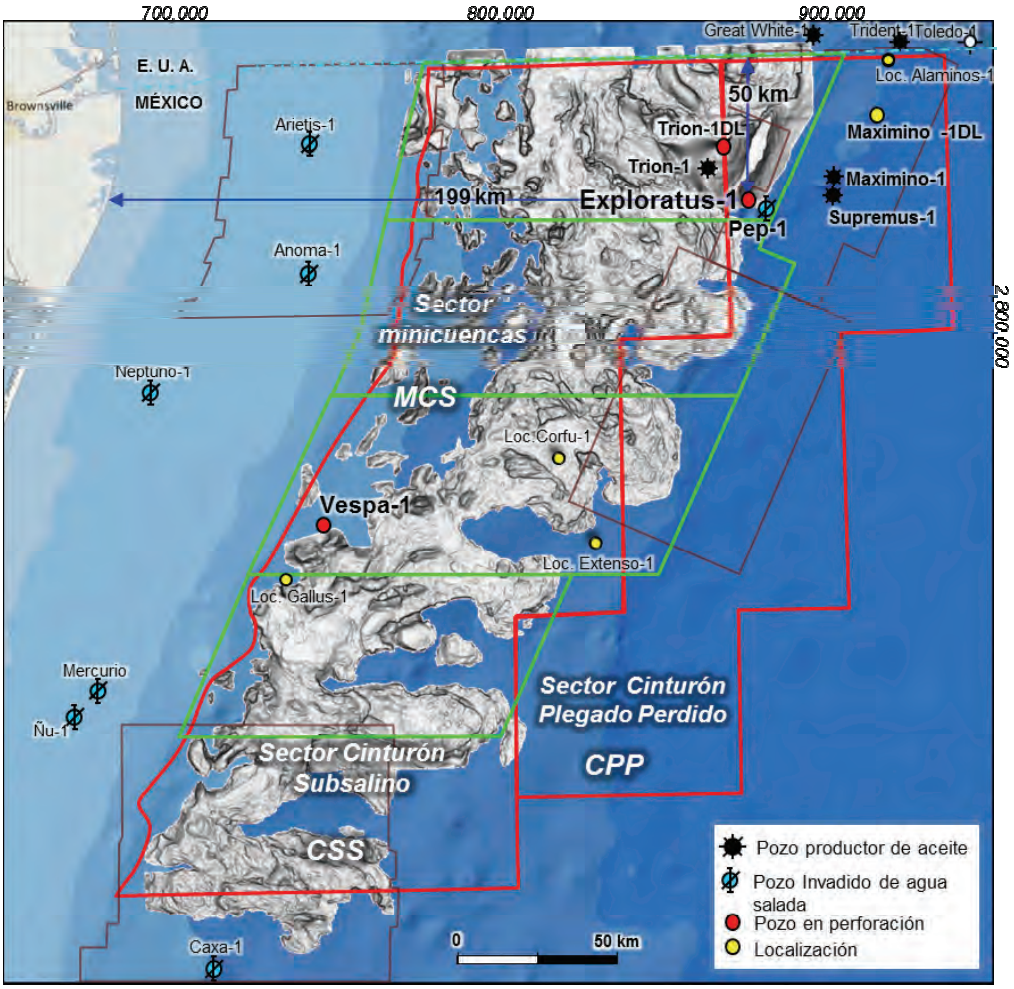


Figura 4.1 Mapa de localización del pozo Exploratus-1.

maulipas, a 199 kilómetros de la línea de costa frente a la Cd. de Matamoros, Tamaulipas, 24.2 kilómetros al Noroeste del pozo Trion-1 y dentro del tirante de aguas ultraprofundas. Geológicamente se ubica en la provincia del Cinturón Plegado Perdido (CPP), próximo al límite Oriental de la Provincia Salina Delta del Bravo, figura 4.1.

Entre los principales objetivos del pozo, está el de evaluar el play minicuencas, así como el de comprobar la continuidad del sistema petrolero del Cinturón Plegado Perdido en estructuras ubicadas en tirantes de agua mayores a 3,000 metros, con potencial de producir aceite ligero y gas húmedo.

Geología estructural

La estructura del yacimiento corresponde a un pliegue anticlinal expulsado con cierre en cuatro direcciones y orientación Noreste-Suroeste. Dicho pliegue se encuentra limitado por fallas inversas convergentes y su edad de deformación principal fue durante el Mioceno Temprano-Mioceno Medio; la figura 4.2 muestra la configuración estructural a la cima de los yacimientos 1 y 2 de edad Oligoceno Inferior.

Estratigrafía

La columna estratigráfica que cortó el pozo está representada por secuencias terrígenas terciarias, principalmente siliciclásticas que van desde el Eoceno Inferior Wilcox, hasta sedimentos del Reciente. Los depósitos se caracterizan por representar sistemas de abanicos turbidíticos de aguas profundas con aporte múltiple. En la figura 4.3 se ilustra en una sección sísmica la influencia de la sal alóctona y el frente de la sal en la estratigrafía del área.

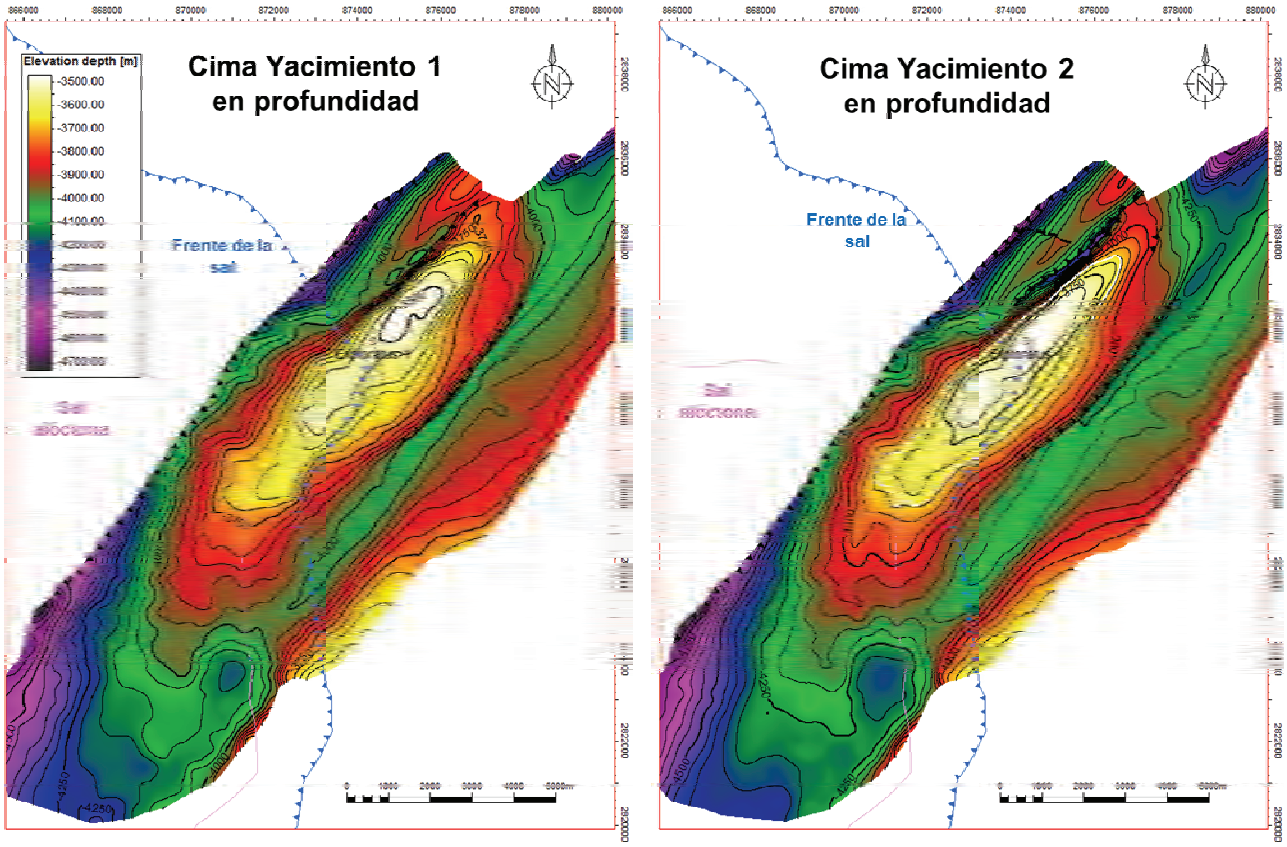


Figura 4.2 Configuración estructural en profundidad a la cima de los yacimientos 1 y 2 del pozo Exploratus-1, edad Oligoceno inferior.

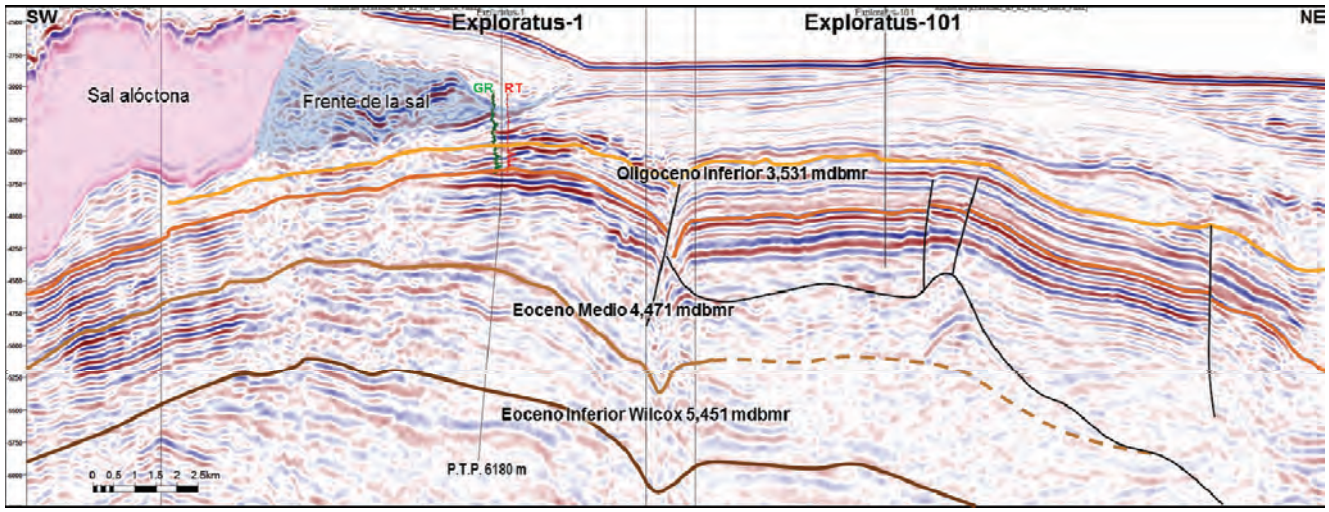


Figura 4.3 Línea sísmica del campo con dirección Suroeste-Noreste.

Roca almacén

A partir de los análisis petrográficos realizados a muestras de canal y los núcleos cortados en este pozo, se determinó que la roca almacén para los yacimientos de este campo, está representada en general, por una litarenita limosa de grano fino a medio y ocasionalmente grueso, de granos subangulosos a subredondeados mal clasificados. Presenta abundante porosidad intergranular, con trazas de porosidad intragranular en foraminíferos y en fragmentos de vidrio; con porosidad secundaria por disolución parcial de granos débiles, la calidad del yacimiento es buena.

Roca generadora

Para el área del Cinturón Plegado Perdido y del Cinturón Subsalino, se postula a las rocas del Jurásico Tithoniano y Cretácico Turoniano como generadoras de hidrocarburos. El análisis geoquímico de los aceites recuperados en el área, así como la correlación de biomarcadores (terpanos y esteranos) de los aceites y bitúmenes disponibles de pozos el sector norteamericano y de emanaciones en fondo marino, indican proveniencia de una roca generadora arcillosa rica en materia orgánica depositada en ambientes subóxicos.

Trampa

La trampa para estos yacimientos es de tipo combinada, representada por una estructura anticlinal asimétrica alargada con cierre en las cuatro direcciones y orientación Noreste-Suroeste. Esta trampa se encuentra limitada por fallas inversas convergentes y se encuentra rodeada regionalmente por cuerpos de sal autóctona y alóctona.

Sello

El sello superior consiste de una secuencia principalmente arcillosa que caracteriza a los sedimentos de edad Mioceno y parte tardía del Oligoceno; este paquete está representado por sedimentos arcillosos con intercalaciones de horizontes bentoníticos y ocasionales horizontes lutítico-arenosos. El frente de sal también puede actuar como sello debido a su presencia hacia la parte superior del Mioceno en parte de la estructura.

Yacimiento

El pozo Exploratus-1 descubrió aceite y gas en dos yacimientos caracterizados por alternancias de arenas turbidíticas de composición siliciclástica de edad Oligoceno Inferior, comprendidos dentro del

intervalo 3,535-3,812 metros bajo mesa rotaria. De acuerdo al análisis de registros geofísicos, de núcleos convencionales y de pared, estos yacimientos presentan un espesor bruto de 133 metros y una porosidad promedio de 31 por ciento, con una saturación de agua del orden de 36 por ciento, para el yacimiento superior. En tanto que el espesor bruto del yacimiento inferior es de 127 metros, con una porosidad promedio de 26 por ciento y saturación de agua de 35 por ciento. Los aceites recuperados con los probadores dinámicos de formación tienen una gravedad de 23 grados API para el yacimiento superior, en tanto que el segundo yacimiento es de gas y condensado.

Reservas

A partir de la evaluación del modelo geológico integral obtenido con la información tomada por el multiprobador de formaciones, analizadores ópticos, la evaluación petrofísica, análisis geológico, sísmico y de ingeniería de yacimientos; se realizó la estimación de las reservas totales de los yacimientos descubiertos por el pozo, que son: 234.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 3P, de los cuales 91.8 millones de barriles corresponden al aceite y se tiene una reserva de 625.4 miles de millones de pies cúbicos de gas.

Cuencas del Sureste

Miztón-1

El pozo Miztón-1 se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 208 kilómetros al Suroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, y a 61 kilómetros al Oeste de Paraíso, Tabasco, figura 4.4. El pozo logró el objetivo de evaluar los cuerpos areno-

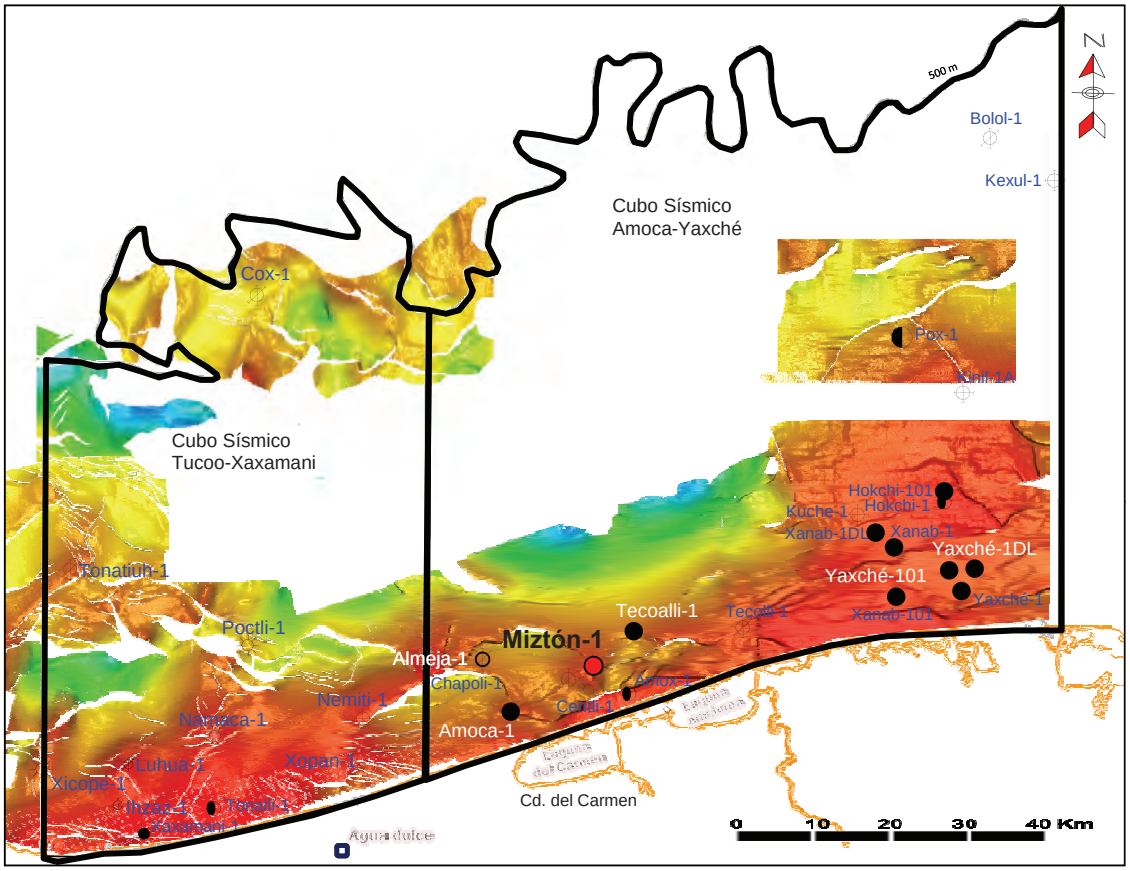


Figura 4.4 Ubicación del pozo Miztón-1.

sos de edad Plioceno Medio al resultar productor de aceite y gas en un tirante de agua de 33 metros. Los yacimientos encontrados son estructuras anticlinales con cierre propio en dos direcciones, limitada hacia el Sur por un diapiro salino y cierre contra falla en la porción Norte.

Geología estructural

El área se encuentra deformada principalmente por la acción de esfuerzos verticales, debidos a procesos gravitacionales (típicos de los márgenes continentales) y a la tectónica salina presente en esta zona geográfica, figura 4.5. La estructura del pozo Miztón-1 corresponde al flanco de una intrusión salina, la cual se movió ascendentemente por el plano de debilidad causado por la presencia de una falla lístrica. A su vez, las fallas normales en la porción Norte corresponden a la ruptura de las secuencias una vez que se ha alcanzado su límite dúctil, durante el movimiento ascendente causado por la intrusión salina.

Estratigrafía

Las columna estratigráfica que penetró el pozo Miztón-1, comprenden rocas sedimentarias que van en edad desde el Reciente-Pleistoceno al Plioceno Inferior, figura 4.6.

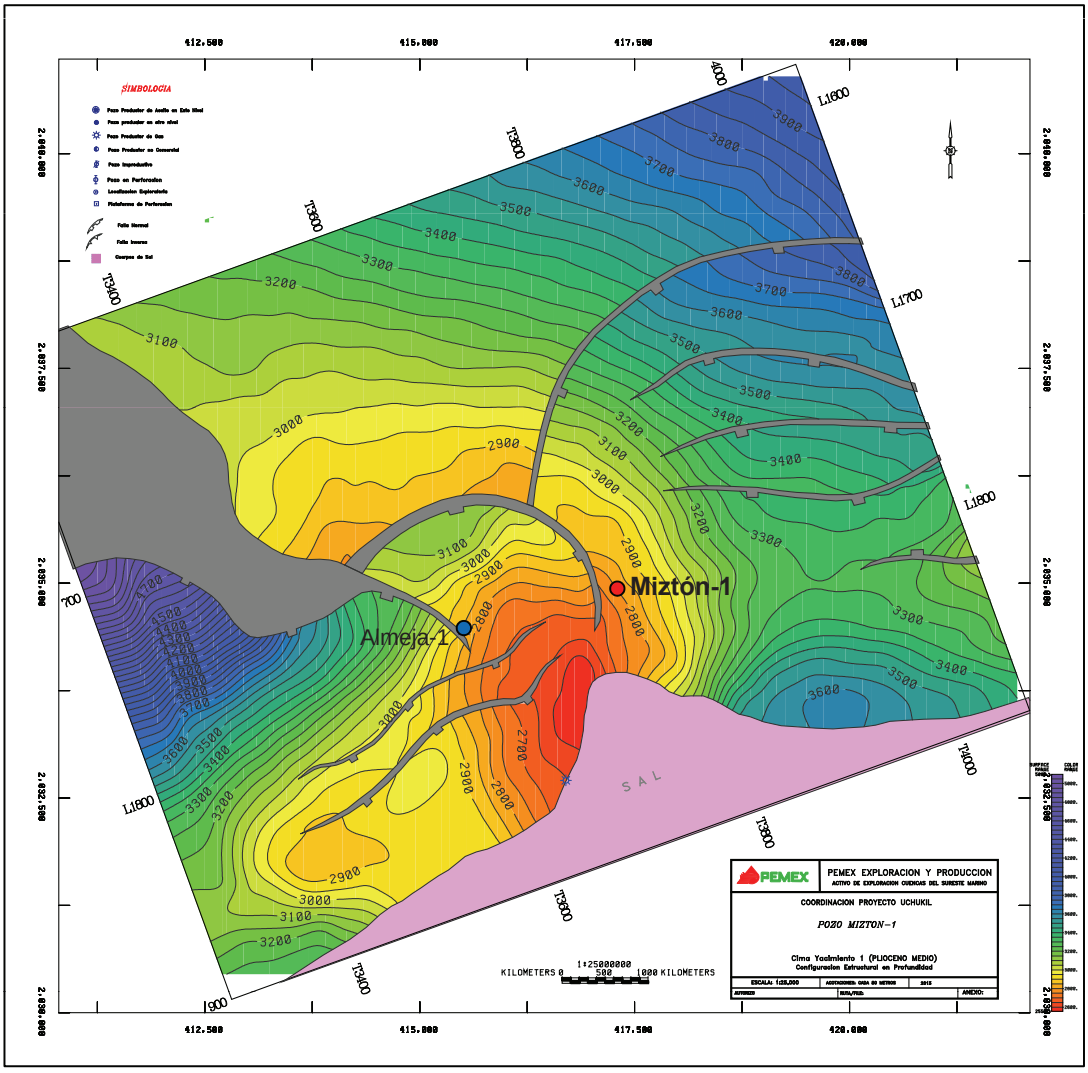


Figura 4.5 Configuración estructural a la cima del yacimiento 1.

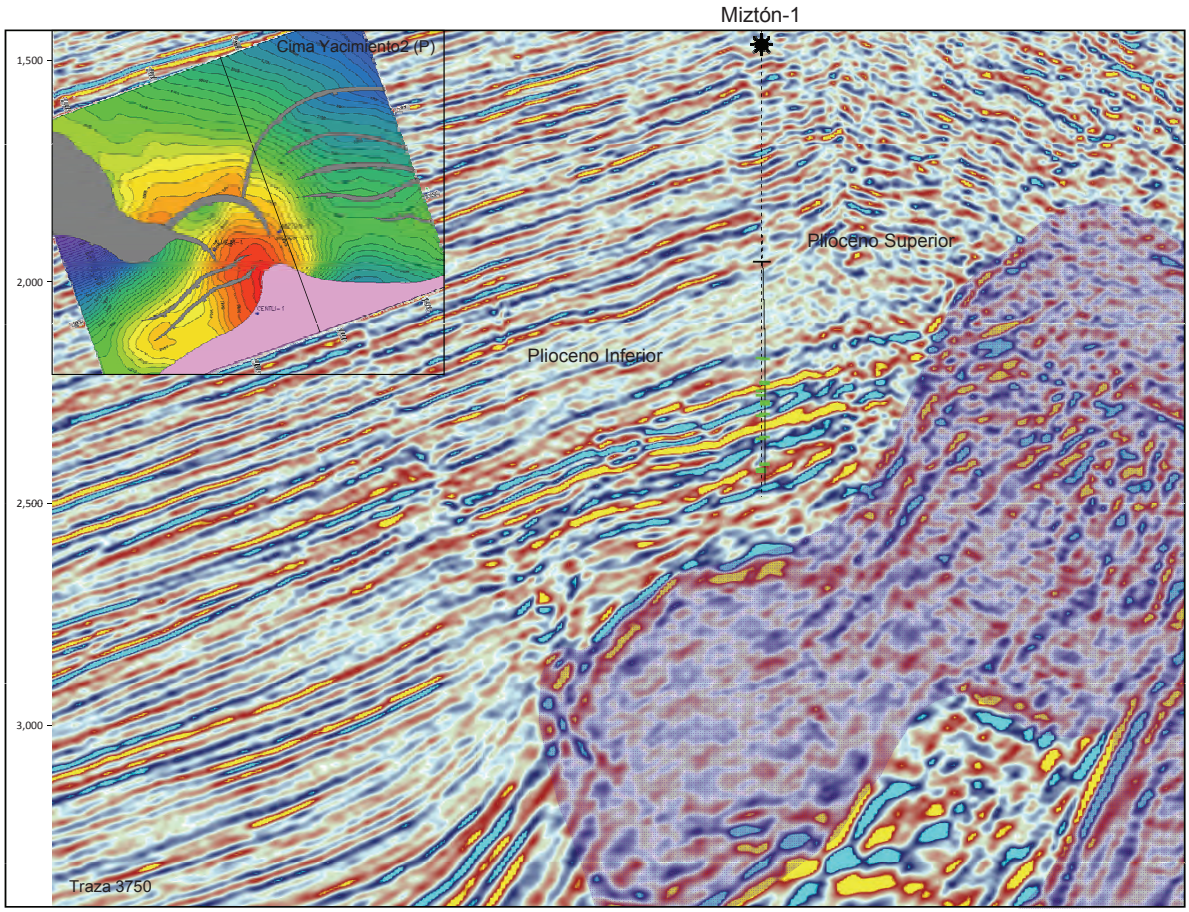


Figura 4.6 Sección sísmica a través del pozo Miztón-1.

El Plioceno Inferior está constituido por intercalaciones de arenisca de cuarzo gris claro, de grano fino a medio, regularmente clasificado en matriz arcillo-calcárea. El Plioceno Medio está representado por intercalaciones de arenisca de cuarzo café claro de grano fino a medio, con buena porosidad primaria intergranular y lutita arenosa, ligeramente calcárea. En esta edad se encontró la roca almacenadora con buena impregnación de aceite. El Plioceno Inferior está representado por una arenisca de cuarzo blanco de grano fino a medio.

Trampa

El yacimiento está constituido por una trampa combinada, en una estructura anticlinal con componente estratigráfico, con cierre contra fallas normales en el flanco Norte y limitada hacia el Sur por un diapiro salino; en los flancos Suroeste y Noreste tiene cierre propio con un gradiente suave, el eje principal está orientado sensiblemente Norte-Sur. Se han interpretado la presencia de cuerpos arenosos formando canales en dirección Sureste al Noroeste y barras costeras en dirección Suroeste al Noreste, su correlación con los datos pozo permiten ubicarlos con un alto grado de confianza.

Roca generadora y sello

Las rocas que actúan como sello superior en el yacimiento 1, corresponden a intercalaciones de lutitas y limolitas de grano medio a grueso y el sello inferior son intercalaciones de limolitas y arenisca muy fina, limosa, con trazas de materia orgánica. Para el yacimiento 2, el sello superior está constituido por arenisca de grano muy fino, limosa compacta, granos de

cuarzo, feldespatos y fragmentos líticos con materia orgánica, mal clasificada.

Roca almacén

La roca almacén del Plioceno Medio del yacimiento 1 está representado por una arenisca lítica media y fina de cuarzo, feldespatos y fragmentos líticos; granos angulosos, subangulosos y subredondeados, mal clasificados, con delgados horizontes limosos, con una porosidad y permeabilidad promedio en tapones de núcleos de 20 por ciento y 102 milidarcies, respectivamente.

La roca almacén del yacimiento 2 está constituida principalmente por la litología del núcleo 2 y corresponde a una arenisca lítica media y gruesa de cuarzo, feldespatos y fragmentos líticos; granos angulosos, subangulosos y subredondeados, mal clasificados en partes conglomerática, con una porosidad y permeabilidad promedio en tapones de núcleos de 24 por ciento y 2,025 milidarcies, respectivamente.

Yacimiento

En el pozo Miztón-1, mediante una prueba de presión-producción, análisis de registros geofísicos (modelo petrofísico), datos de ingeniería y los resultados del probador dinámico de formaciones, se identificaron dos yacimientos que tienen continuidad entre los dos agujeros, la prueba de presión producción se realizó en el Miztón-1 en el intervalo 2,948-2,968 metros resultando productor de aceite de 33 grados API, con un gasto de aceite de 3,512 barriles por día y un gasto de gas de 2.96 millones de pies cúbicos por día, una relación gas-aceite de 151 metros cúbicos por metro cúbico y presión en la cabeza de 1,399 libras por pulgada cuadrada por un estrangulador de 9/16 pulgadas.

Como resultado de los modelos petrofísicos y aplicando los valores de corte, se obtuvieron los siguientes parámetros para el yacimiento 1: rangos de porosidades de 19.8 a 21.5 por ciento, saturación de agua de 29.7 a 38.2 por ciento, relación neto a bruto 83 a 72.4 por ciento. Para el yacimiento 2 tiene rangos de porosidades 19.1 a 19.9 por ciento, saturación de agua de 21.3 a 24 por ciento, relación neto a bruto 75.8 a 80.8 por ciento.

Reservas

Los volumen originales totales (3P) estimados son 283.5 millones de barriles de aceite y 219.1miles de millones de pies cúbicos de gas. Para el caso de las reservas totales 3P se tienen 86.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente que corresponden a 70.9 millones de barriles de aceite y 78.8 miles de millones de pies cúbicos de gas. Las reservas probadas y probables estimadas ascienden a 28.5 y 69.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

4.3 Descubrimientos terrestres

Los descubrimientos más sobresalientes del 2013 en áreas terrestres se realizaron en las cuencas de Burgos y Veracruz de la Región Norte, así como en las Cuencas del Sureste de la Región Sur. En conjunto, las reservas totales incorporadas en la porción terrestre suman 123.9 millones de barriles de aceite y 540.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que representan 235.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reserva 3P.

A continuación se explica el detalle de los descubrimientos terrestres más significativos de 2013.

Cuenca de Burgos

Anhélido-1

Este pozo se ubica dentro del proyecto de inversión Burgos-Camargo, 412 metros al Sureste del pozo Tanitos-1 y 32.5 kilómetros al Noroeste de la ciudad

de Cruillas, Tamaulipas; figura 4.7. Se encuentra en el estudio sísmico Lerma-Temazcal y Huapango-2D. En el área, se perforaron pozos en los años de 1973 a 1976 con el objetivo Cretácico Inferior Tamaulipas y Jurásico Superior Olvido, que ya evidenciaban lo prospectivo de la Formación Pimienta al presentar contenido de aceite en las muestras recuperadas.

El objetivo del pozo fue evaluar el potencial y productividad de gas húmedo en las lutitas carbonosas de la formación Pimienta. Cabe mencionar que el pozo Anhélido-1 es el primer pozo productor de aceite en México en un yacimiento no convencional de lutitas.

Geología estructural

El yacimiento se encuentra ubicado en una estructura muy sutil donde predomina la componente estratigráfica; conformada en la porción media de un homoclinal orientado hacia el Noroeste, figura 4.8.

Estratigrafía

La columna geológica que cortó el pozo está constituida por sedimentos que van desde la formación Olvido de edad Jurásico Superior, hasta sedimentos de la formación Anáhuac del Mioceno. El pozo piloto alcanzó una profundidad total de 2,180 metros ver-

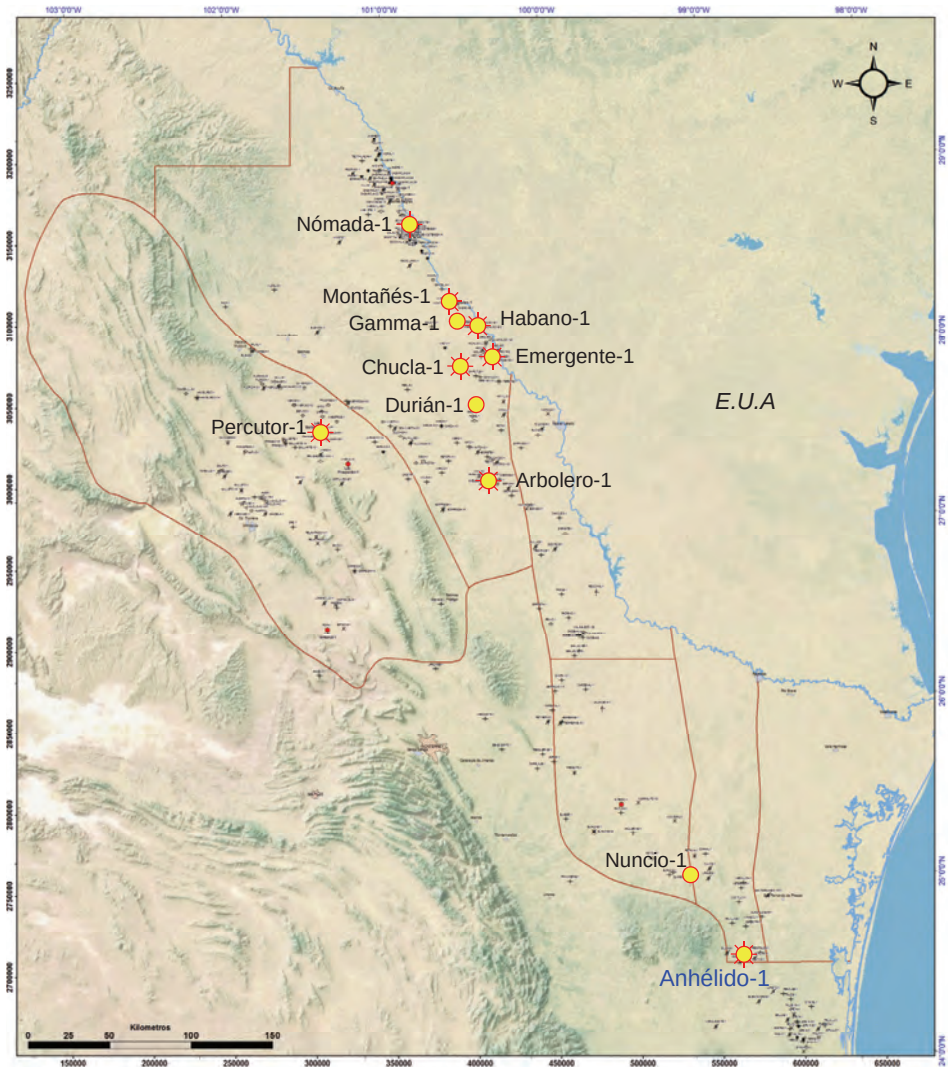


Figura 4.7 Mapa de localización del pozo Anhélido-1.

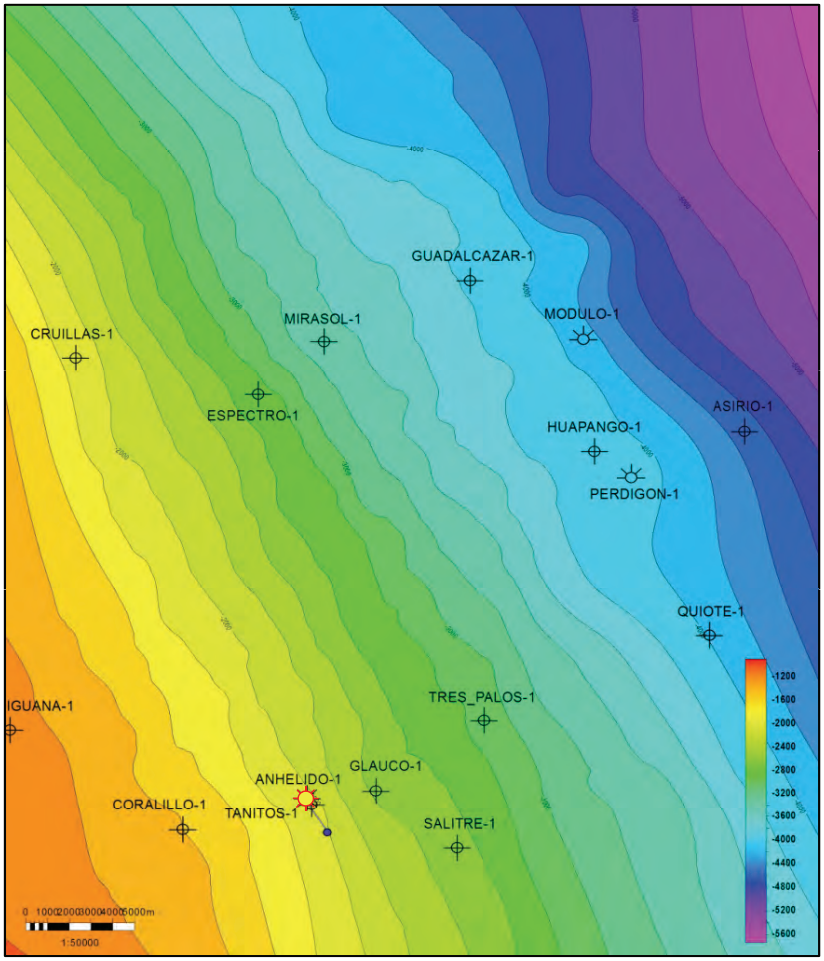


Figura 4.8 Configuración estructural en profundidad a la cima de la formación Pimienta del Jurásico Superior.

ticales y la sección horizontal llegó a 3,945 metros desarrollados. El pozo navegó horizontalmente 1,500 metros dentro de la formación Pimienta del Jurásico Superior, figura 4.9.

Roca almacenadora y generadora

En los yacimientos de aceite o gas de lutitas, las mismas lutitas actúan como roca generadora de hidrocarburos y a la vez como roca almacén. En este pozo se cortó un núcleo convencional de 17.66 metros (N-1 intervalo 2,104-2,122 metros verticales), el cual nos aportó información importante de la roca almacén-generadora. La descripción del núcleo nos indica que se trata de una lutita negra carbonosa con intervalos de caliza gris recristalizada, caliza gris con laminaciones paralelas, caliza gris masiva e intervalos delgados de bentonita. En láminas delgadas se aprecian facies de lutitas negras bituminosas microfosilíferas, mudstone a wackestone gris, arcilloso, con presencia de bentonita y escasa pirita diseminada y materia orgánica dispersa.

Roca sello y trampa

Este tipo de yacimientos no convencionales carecen de un sello y trampa obvios. Por las características petrofísicas de la roca, donde la permeabilidad es muy baja, estas rocas de grano muy fino pueden actuar como sello y por esto se considera que el espesor de la formación Pimienta actúa como sello y trampa del mismo, ubicándose esta dentro del homoclinal, siendo de tipo estratigráfico, predominantemente.

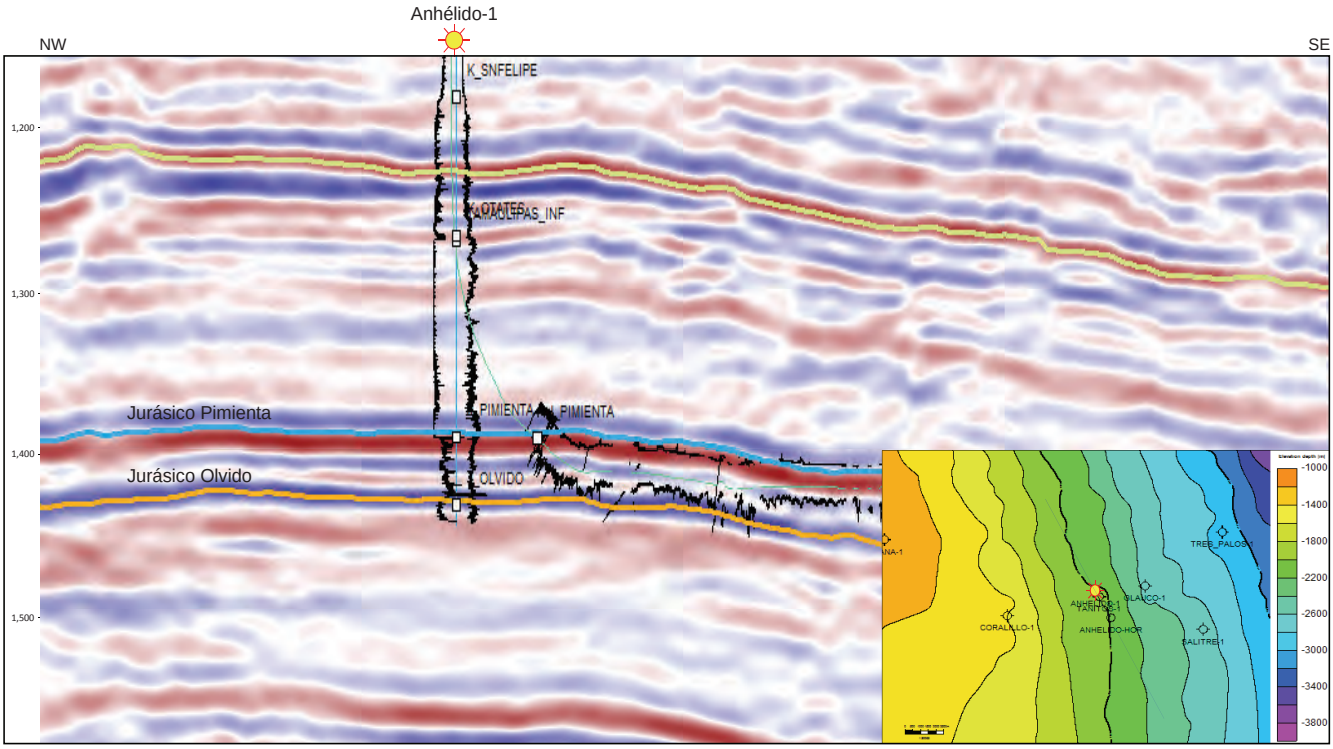


Figura 4.9 Línea sísmica del campo con dirección Noroeste-Sureste.

Yacimiento

El yacimiento del pozo Anhélido-1 presenta un espesor bruto de 76 metros correspondiente a la formación Pimienta de edad Jurásico Superior; se trata de una lutita negra bituminosa, microfosilífera, con alternancia de mudstone a wackestone gris, presencia de bentonita, pirita diseminada y materia orgánica dispersa. De acuerdo a los análisis realizados en el núcleo convencional y a los núcleos de pared cortados en el yacimiento, se tienen los siguientes datos: contenido de carbono orgánico total (COT) variando de 0.14 a 4.45 por ciento, un valor de madurez térmica (Ro) de 0.85 por ciento ubicándonos en la etapa intermedia de la zona de aceite, en promedio se tiene una porosidad de 6.2 por ciento, una permeabilidad de 15.31 nanodarcies, una saturación de agua de 20.1 por ciento y un índice de fragilidad de 47.6 por ciento.

Para la etapa de terminación en el pozo Anhélido-1 se realizaron 17 etapas de fracturamiento hidráulico híbrido (slickwater y gel activado), resultando productor de aceite y gas en la formación Pimienta del Jurásico Superior, con una producción inicial de 288 barriles de aceite por día y 1.48 millones de pies cúbicos diarios de gas.

Reservas

El pozo cumplió con sus objetivos económico-petroleros al resultar productor de aceite y gas en el play no convencional de oil shale en la formación Pimienta del Jurásico Superior.

Las reservas de gas natural en sus categorías 1P, 2P y 3P estimadas para este yacimiento son de 2.5, 13.0 y 40.0 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente. Mientras que para el aceite las reservas 1P, 2P y 3P estimadas son de 0.3, 1.7 y 5.3 millones de barriles de aceite, respectivamente. En petróleo crudo equivalente las reservas totales asignadas a este yacimiento son de 12.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente para la categoría 3P.

Cuenca de Veracruz

Eltreinta-1

Este pozo se ubica al Sur de la planicie costera del Golfo de México, a 20.4 kilómetros al Suroeste de la ciudad de Juan Rodríguez Clara, Veracruz; y a 6.7 kilómetros al Noroeste del pozo Bedel-1; figura 4.10; sísmicamente se ubica sobre la línea 571 y la traza 451 del estudio sismológico Agua Fría 3D.

Geología estructural

El pozo Eltreinta-1, se ubica en el elemento geológico denominado Cuenca Terciaria de Veracruz, que limita al Noreste con el complejo volcánico Los Tuxtlas, al Oeste con el Frente Tectónico Sepultado, hacia el Sur con la Cuenca Salina del Istmo y estructuralmente cae sobre el anticlinal Amistad Las Cruces, con una orientación Noroeste-Sureste; figura 4.11.

Estratigrafía

La columna geológica atravesada por el pozo abarca desde el Reciente hasta el Mioceno Medio en una secuencia crono-estratigráfica normal, los yacimientos descubiertos por el pozo corresponden a cuerpos de areniscas de grano fino a medio, de regular a buena clasificación que corresponden a un sistema de depósito de complejo de canales dentro de un abanico de piso de cuenca.

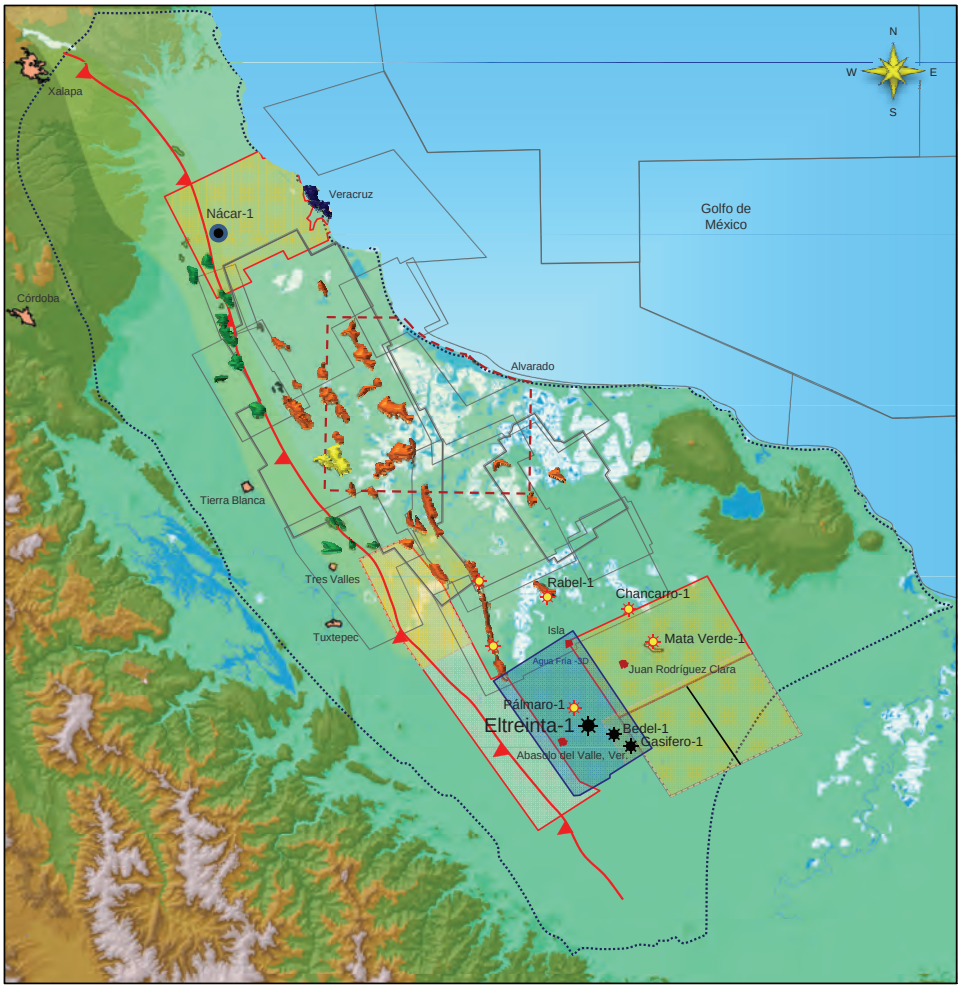


Figura 4.10 Mapa de ubicación del pozo Eltreinta-1.

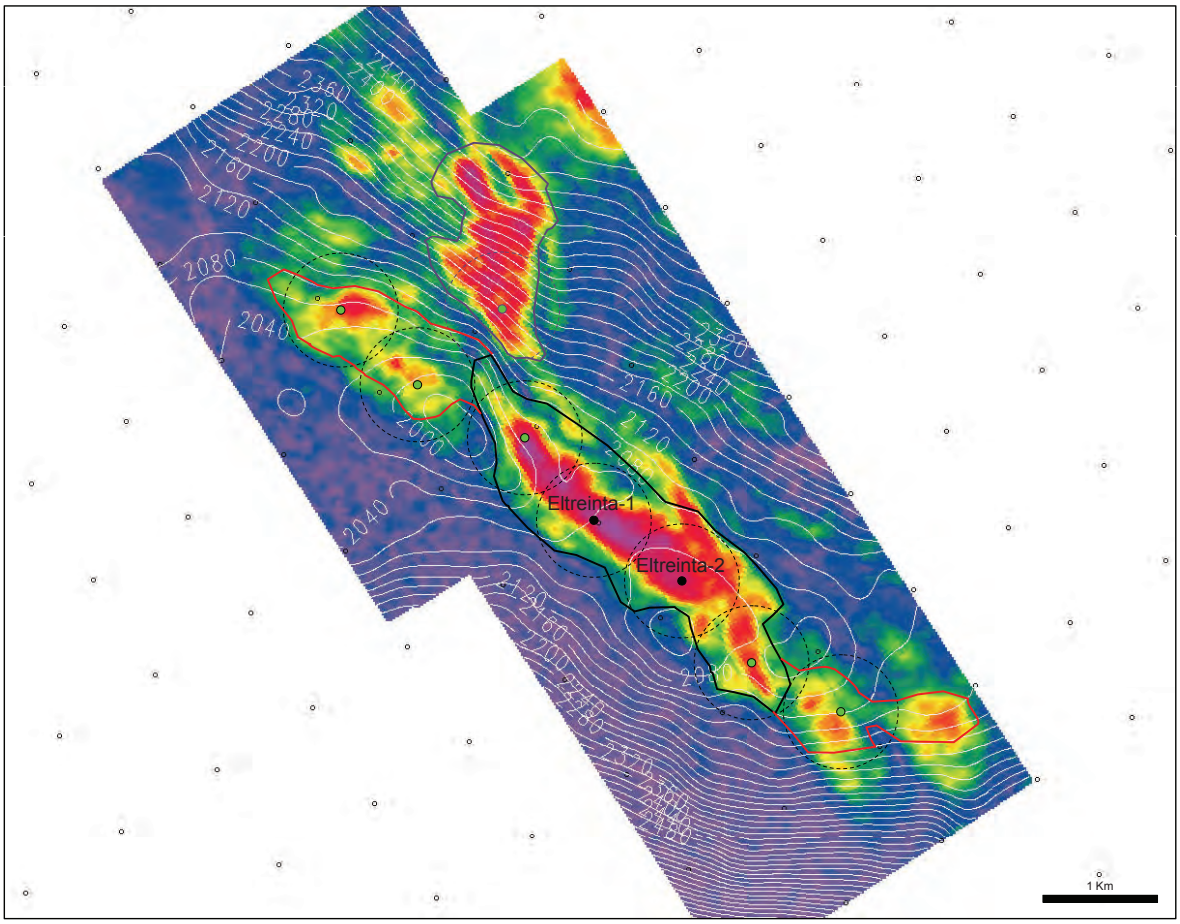


Figura 4.11 Configuración estructural del anticlinal llamado Amistad–Las Cruces, donde se ubica el pozo Eltreinta-1.

La figura 4.12 muestra la correlación donde se puede observar que los yacimientos del pozo Eltreinta-1, descubiertos en rocas del Mioceno Medio, se ubican en el mismo nivel estratigráfico del campo Bedel.

Roca almacén

A partir de los estudios petrográficos efectuados a los tapones de núcleos cortados en los pozos de la Cuenca Terciaria de Veracruz se pudo conocer la composición y calidad de la roca almacén en los intervalos de interés, se realizaron diagramas ternarios de acuerdo a la clasificación de Folk para areniscas (pozo Hatillo-1 y Bedel-1), en donde la Unidad MM-16 correspondiente a los yacimientos MM20, MM30 y MM35 del pozo Eltreinta-1 se definieron como areniscas de grano fino y medio; donde la selección de constituyentes es pobre, los granos de la roca son principalmente de cuarzo mono y policristalino y en menor proporción fragmentos terrígenos (arcillosos), feldespatos, plagioclasas, bajo contenido de líticos volcánicos y mayor porcentaje de fragmentos carbonatados, por lo que se clasifica como sedarenita, se observa también escasa porosidad secundaria por disolución parcial de líticos.

Trampa

El nivel productor y los yacimientos adicionales descubiertos por el pozo Eltreinta-1 corresponden a una trampa de tipo combinada, ubicada sobre una estructura de tipo anticlinal llamada Amistad-Las Cruces, que tiene una orientación Noroeste-Sureste y se caracteriza por moderados a altos valores de

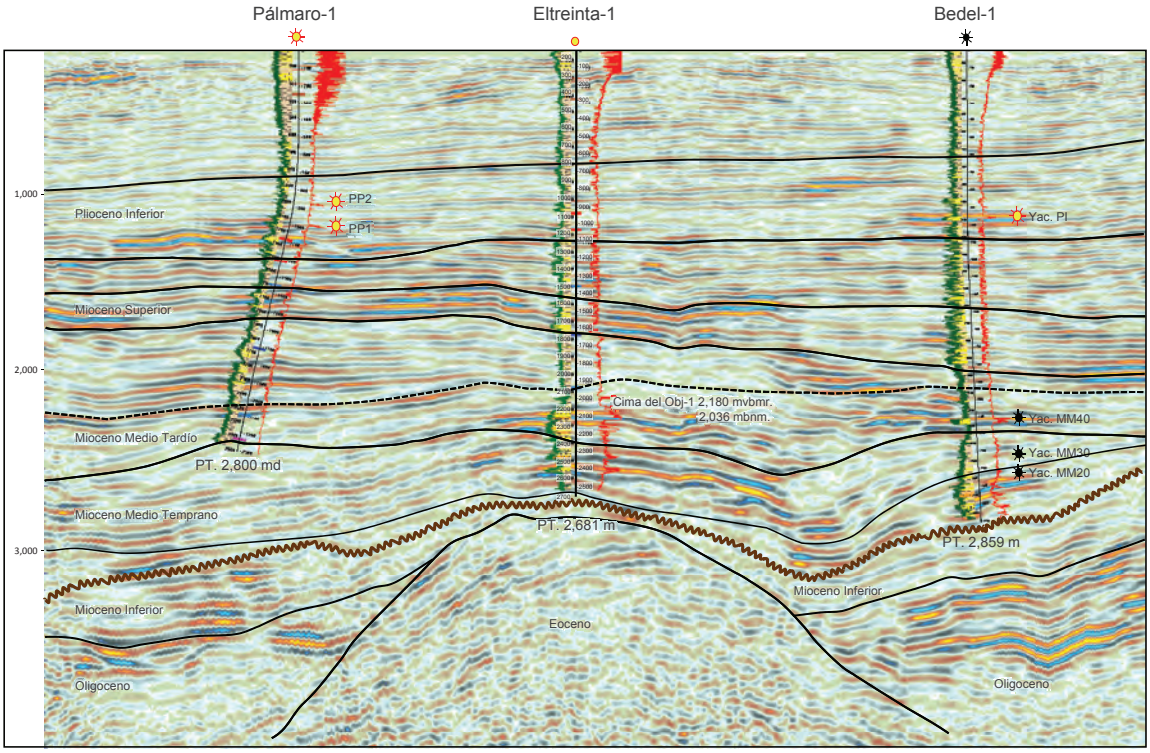


Figura 4.12 Sección de correlación en profundidad entre los pozos Pálmaro-1, Eltreinta-1 y Bedel-1.

amplitud sísmica, asociadas a sistemas canalizados y depósitos de abanico de piso de cuenca de aporte múltiple, con una orientación Suroeste-Noreste.

Sello

La información obtenida a partir de la columna estratigráfica de la cuenca, así como los datos sísmicos y la respuesta de los registros geofísicos de los pozos existentes en el área, confirman la presencia de espesores considerables de rocas arcillosas, de 20 hasta 400 metros en formaciones de edad Mioceno; además con el apoyo de los datos de presión de poro y gradientes de fractura, todo esto nos permite considerar que estos espesores de lutitas funcionan perfectamente como sello para las trampas existentes en la Cuenca Terciaria de Veracruz.

Yacimiento

Este pozo perforó el objetivo 1 (yacimiento MM40) propuesto a nivel del Mioceno Medio, el cual resultó productor de aceite (28 grados API) y gas en la prueba de producción 3 (intervalo 2,237-2,255 metros); así como también el objetivo 2 (yacimiento MM20), que resultó productor de gas en la prueba de producción 1 (intervalo 2,545-2,557 metros). Además de estos dos objetivos originales, fueron descubiertas otras dos zonas dentro del Mioceno Medio con potencial de producir hidrocarburos: el yacimiento MM30 productor de aceite de 28 grados API en la prueba de producción 2 (intervalo 2,463-2,480 metros) y el yacimiento MM35 en el intervalo 2,340-2,391 metros (no probado), identificado a partir del análisis petrofísico y con apoyo del multiprobador de formaciones; todos ellos en cuerpos de areniscas de grano fino a medio de regular a buena clasificación, que corresponden a un sistema de depósito de complejo de canales dentro de un abanico de piso de cuenca.

Reservas

Con la evaluación del modelo geológico integral obtenido a partir de los datos de las pruebas de

producción, multiprobador de formaciones, analizadores ópticos, la evaluación petrofísica, análisis geológico, sísmico y de ingeniería de yacimientos se determinaron los parámetros necesarios para evaluar las reservas totales de los yacimientos descubiertos por el pozo en sus diferentes categorías, mismas que son: 34.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 1P, 47.1 millones de barriles en categoría 2P y 64.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en 3P.

Cuencas del Sureste

Sini-1

El pozo Sini-1 se ubica en la provincia geológica del Pilar Reforma-Akal, al Norte del área Mesozoica Chiapas-Tabasco; la cual está limitada al Norte por el Golfo de México, al Sur por los Plegamientos de la Sierra de Chiapas, al Oeste por la Cuenca de Veracruz y al Este por la Cuenca de Macuspana, figura 4.13. El campo Sini pertenece al proyecto de inversión Comalcalco del Activo de Exploración Cuencas del Sureste Terrestre.

Geología estructural

La estructura del campo Sini-1 es del tipo homoclinal, con orientación Noroeste-Sureste, que cierra en ambos objetivos contra una falla normal en su flanco Noreste y presenta cierre natural en las demás direcciones.

El efecto del desplazamiento al Noreste de la falla normal yuxtapone los carbonatos del Cretácico contra las lutitas del Paleógeno y a los carbonatos de Jurásico Superior Kimmeridgiano contra los carbonatos del Cretácico, figura 4.14.

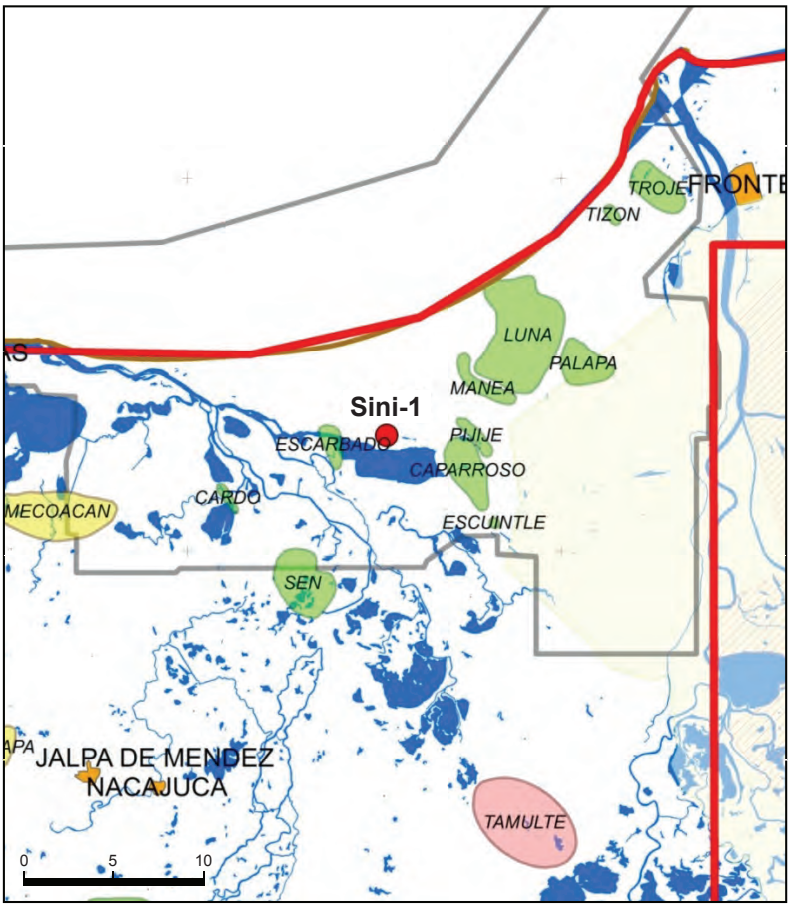


Figura 4.13 Localización del pozo Sini-1.

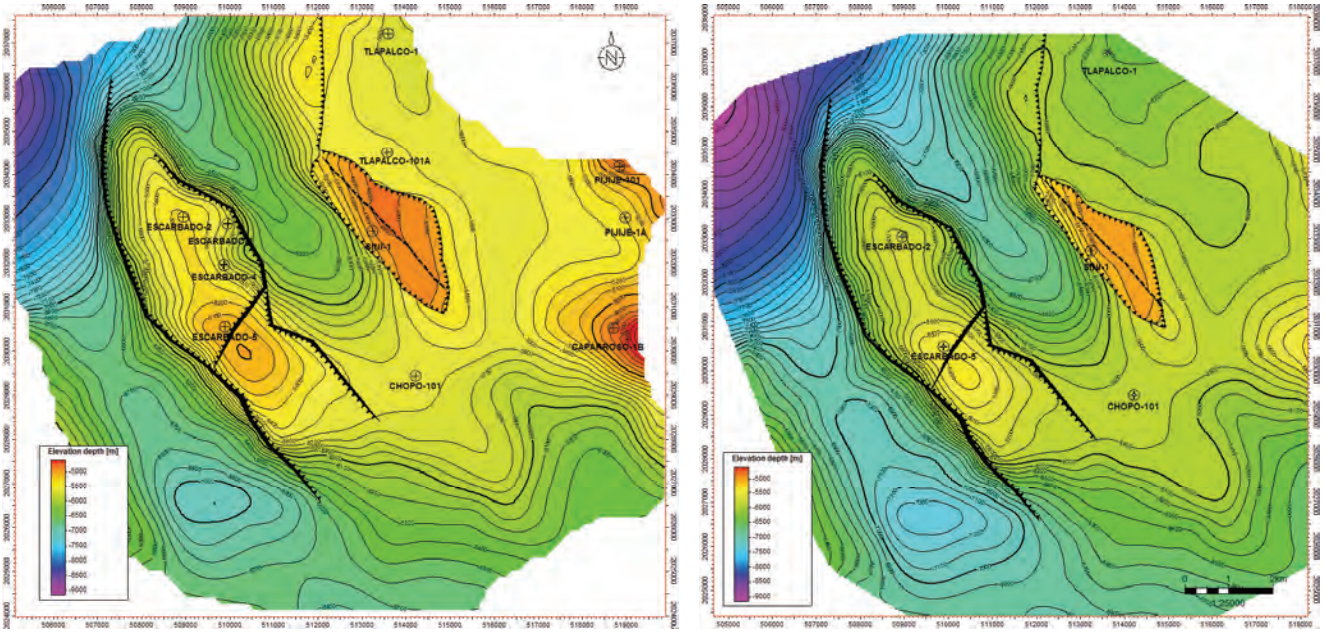


Figura 4.14 Configuración estructural a nivel Cretácico Superior y Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Estratigrafía

La columna geológica perforada por este pozo comprende del Plioceno Superior al Jurásico Superior Kimmeridgiano. La figura 4.15 ilustra la correlación estratigráfica del pozo Sini-1 con los pozos Chopo-101, Tlapalco-1 y 101A.

En general, la columna geológica que compone el objetivo Cretácico corresponde a rocas carbonatadas depositadas en un ambiente de cuenca.

La columna geológica del objetivo Jurásico Superior Kimmeridgiano en este pozo corresponde a un modelo sedimentario de rampa interna, identificado también en las áreas de los campos Caparroso, Escarbado, Pijije, Tizón y del pozo Chopo-1, se caracteriza por contener facies de bancos oolíticos constituidos por potentes espesores de packstone a grainstone de oolitas y peletoides, dolomitizados altamente microfracturados, dolomía microcristalina a mesocristalina con alternancias de mudstone dolomítico arcillo-bituminoso, microfracturado presentando buena impregnación de aceite.

Roca almacén

En el Cretácico Superior, la roca almacén se conforma de sedimentos constituidos principalmente por mudstone-wackestone de planctónicos, arcilloso, finamente recristalizado, con abundantes microfracturas, alternando en su cima con margas café rojizas, se observan ocasionalmente bandas y lentes de pedernal.

En el yacimiento Jurásico Superior Tithoniano y Kimmeridgiano, la roca almacén está constituida principalmente por una dolomía micro a mesocristalina, con cristales euhedrales a subhedrales y presencia de porosidad intercristalina. Estas facies fueron ubicadas en las facies 7 y 8 de Wilson que corresponde a una rampa interna a media para la parte superior del Tithoniano, también presenta una secuencia de mudstone a wackestone de saccocomas y radiolarios, lo que nos indica que estamos en una rampa interna.

Trampa

La trampa se aloja en una estructura de tipo homoclinal orientada Noroeste-Sureste, que cierra en ambos objetivos contra una falla normal en su flanco Noreste y

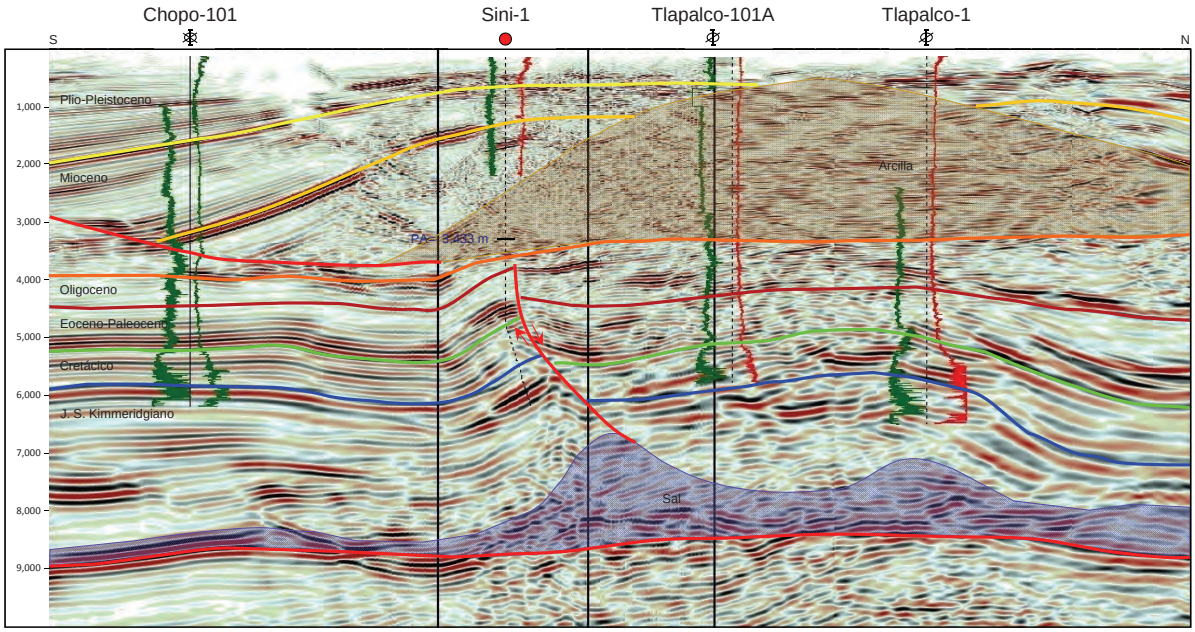


Figura 4.15 Sección de correlación entre el pozo Sini-1 y los pozos Chopo-101, Tlapalco-1 y 101A.

presenta cierre natural en las demás direcciones a nivel de la cota -6,050 metros para el objetivo Kimmeridgiano y -5,250 metros para el objetivo Cretácico Superior.

Sello

Para el yacimiento Cretácico Superior, se considera como la roca sello los sedimentos de la formación Méndez, que litológicamente está representado hacia la base por margas café rojizo con delgadas intercalaciones de mudstone a wackestone de bioclastos, arcilloso, blanco a crema y gris claro con escasas microfracturas selladas por calcita; mientras que hacia la cima lo constituyen margas café rojizo. El medio ambiente de depósito corresponde a una cuenca.

En lo que respecta al yacimiento del Jurásico Superior, la roca sello la constituyen sedimentos arcillo-carbonosos del Tithoniano, conformados por alternancias de lutitas y calizas arcillosas.

Yacimiento

Se cumplió el objetivo económico del pozo Sini-1 al resultar productor de aceite y gas con un gasto inicial de aceite de 3,098 barriles por día; y de gas de 7.83 millones de pies cúbicos por día, en los intervalos probados 5,190-5,217 y 5,130-5,155 metros desarrollados, correspondiendo el primero a dolomías en la transición Jurásico Superior Tithoniano Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano, y para el segundo intervalo a mudstone-wackestone de edad Jurásico Superior Tithoniano Medio.

Reservas

La reserva total 3P para el campo Sini es 27.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente; en tanto que las reservas del campo para las categorías 1P y 2P son de 3.7 y 14.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. Se contempla desarrollar 9 pozos adicionales para extraer la reserva, con ellos se construye un ducto de 16 pulgadas y 5.7 kilómetros que llegaría a la batería Pijije.

4.4 Trayectoria histórica de los descubrimientos

Los volúmenes de reservas descubiertos durante el período 2010 a 2013, se presentan en el cuadro 4.4

Cuadro 4.4 Volúmenes de reservas descubiertas en el periodo 2010-2013.

Año	Cuenca	1P Aceite mmb	1P Gas natural mmmpc	1P Total mmbpce	2P Aceite mmb	2P Gas natural mmmpc	2P Total mmbpce	3P Aceite mmb	3P Gas natural mmmpc	3P Total mmbpce
2010	**Total**	**136.6**	**455.7**	**230.8**	**352.8**	**903.8**	**543.0**	**877.8**	**2,724.0**	**1,437.8**
	Burgos	0.0	20.2	4.3	0.0	40.3	8.4	0.0	78.0	16.4
	Sabinas	0.0	6.2	1.2	0.0	10.4	2.0	0.0	19.1	3.7
	Sureste	136.6	374.8	215.1	352.8	779.2	518.7	866.8	2482.6	1380.2
	Tampico-Misantla	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	2.2	11.0
	Veracruz	0.0	54.5	10.2	0.0	73.9	13.8	0.0	142.1	26.6
2011	**Total**	**116.3**	**165.4**	**153.1**	**301.5**	**443.6**	**398.8**	**1,011.0**	**2,134.2**	**1,461.1**
	Burgos	0.0	18.9	3.9	0.0	31.3	6.5	0.0	47.7	10.1
	Sabinas	0.0	5.2	1.0	0.0	30.4	5.9	0.0	111.8	21.5
	Sureste	113.0	88.4	134.6	295.2	260.0	356.7	1,002.0	1,834.7	1,393.6
	Veracruz	3.4	52.8	13.5	6.3	121.8	29.7	9.0	139.9	35.9
2012	**Total**	**89.7**	**207.4**	**133.9**	**187.6**	**1,510.3**	**507.3**	**850.9**	**4,059.3**	**1,731.3**
	Burgos	0.0	27.9	5.9	0.0	45.7	9.7	0.0	60.2	12.8
	Golfo de México Profundo	0.0	0.0	0.0	0.0	1,059.0	224.1	411.8	2,572.5	959.7
	Sabinas	0.0	45.3	8.7	0.0	141.9	27.5	0.0	362.7	70.8
	Sureste	76.1	127.6	104.5	138.5	239.5	192.2	358.4	1,024.0	599.5
	Veracruz	13.6	6.7	14.9	49.1	24.3	53.8	80.7	39.9	88.4
2013	**Total**	**67.6**	**159.4**	**101.9**	**167.1**	**265.0**	**223.4**	**711.1**	**2,046.3**	**1,163.0**
	Burgos	0.3	23.6	5.1	1.7	47.8	11.2	5.3	291.7	60.0
	Golfo de México Profundo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	358.0	1,384.0	673.6
	Sureste	48.6	46.6	58.4	135.2	114.3	159.6	302.0	253.4	358.0
	Veracruz	18.7	89.3	38.3	30.2	102.8	52.6	45.8	117.1	71.4

agrupados por cuenca; para aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente. Estas reservas corresponden a los volúmenes descubiertos para cada año y son reportados al primero de enero del siguiente año.

La incorporación de reservas de hidrocarburos totales o 3P por actividad exploratoria alcanzo durante el año 2013 un valor de 1,163.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con relación al año anterior se tiene un decremento de aproximadamente 32.8 por ciento. Es importante mencionar que la incorporación de reservas de hidrocarburos en el año 2012 es la máxima obtenida en los últimos 4 años y por ende al comparar los años 2012 y 2013 la diferencia es significativa, sin embargo nuevamente se ha logrado superar los mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Las mayores incorporaciones de 2013 se obtuvieron en la Cuenca del Golfo de México Profundo, con 673.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 3P, lo que significa que aportaron el 57.92 por ciento del total nacional. Es importante resaltar los esfuerzos que actualmente se realizan para incorporar reservas mediante la actividad exploratoria en aguas ultraprofundas del Golfo de México, donde en 2013 se perforaron los pozos Exploratus-1 y Maximino-1, descubriendo yacimientos de aceite y gas natural con una incorporación de reservas por 358.0 millones de barriles y 1,384.0 miles de millones de pies cúbicos. Esto nos habla de la complejidad y magnitud de los retos tecnológicos a los que en la actualidad se enfrenta la actividad exploratoria, por lo que es importante sostener el ritmo de inversiones en este rubro, a mediano y largo plazo.

Por lo que respecta al aceite, en la categoría 3P las reservas descubiertas este año en las alcanzaron un total de 711.1 millones de barriles, que representa una disminución de 16.4 por ciento con respecto a las reservas de aceite descubiertas en 2012. De este volumen, el 70.0 por ciento de estos hidrocarburos corresponde a aceite ligero y superligero y el restante 30.0 por ciento pertenece a crudo pesado; con esto, se mejorará en el corto y mediano plazo la calidad del crudo mexicano de exportación.

Con relación al gas natural, las reservas 3P descubiertas este año suman 2,046.3 miles de millones de pies cúbicos, que significa un decremento de 49.59 por ciento en relación a 2012, donde la aportación más sobresaliente se dio con las incorporaciones que se alcanzaron en aguas ultraprofundas del Golfo de México, principalmente la realizada por los pozos Exproratus-1 y Maximino-1, que generaron en conjunto una incorporación de 1,384.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Por su parte, las cuencas de Burgos, Sabinas, Veracruz y Sureste contribuyeron al total nacional de reservas de gas natural con 662.3 miles de millones de pies cúbicos. El 45.3 por ciento del total de las reservas de gas natural incorporado en 2013 corresponde al gas no asociado a los yacimientos de aceite, y el restante 54.7 por ciento representa las reservas de gas asociado. La trayectoria de la tasa de restitución de las reservas durante el período 2010 a 2013 se presenta en la figura 4.16.

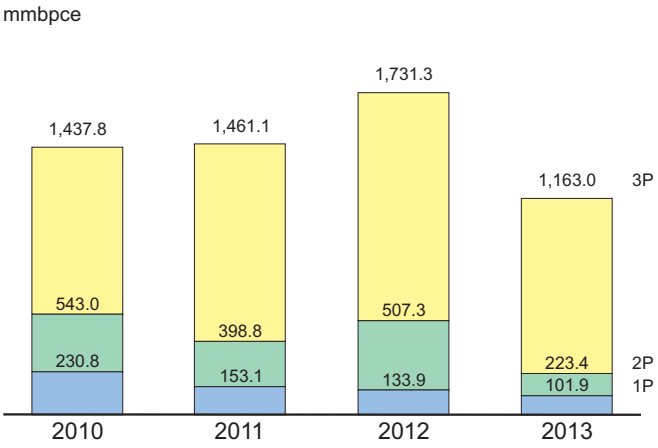


Figura 4.16 Trayectoria de la incorporación de reservas 1P, 2P y 3P de petróleo crudo equivalente.

Distribución de las reservas de hidrocarburos

5

Como todos los años, Pemex Exploración y Producción realiza evaluaciones de reservas debido a que éstas no son cifras estáticas y presentan variaciones originadas por la incorporación de información adicional y por las condiciones de operación de los campos. Por consiguiente, la precisión de las reservas depende de la cantidad y calidad de los datos disponibles, así como también del proceso interpretativo asociado a esta información.

En los últimos años, las estimaciones de reservas y su clasificación ha sido impactada por el desarrollo de nuevas tecnologías que han permitido mejorar el proceso de evaluación de reservas que emplea diferentes fuentes de información. Esta forma de trabajo permite la incorporación de información nueva, que es usada para revisar, o actualizar, estimaciones de reservas de aceite y/o gas. Ejemplos de lo anterior son la actualización de las reservas de un campo por la extracción de aceite y/o gas, o la modificación de la reserva, por el cambio del comportamiento presión-producción de un yacimiento; o también la reinterpretación del modelo geológico por la obtención de nuevos datos adquiridos durante la perforación y terminación de pozos de desarrollo.

Conviene mencionar que las evaluaciones de reservas realizadas por especialistas de Pemex Exploración y Producción se ejecutaron de acuerdo a estricto apego y cumplimiento a las normas internacionales vigentes. Para el caso de las reservas probadas las estimaciones se realizaron en base a las regulaciones emitidas por la *Securities and Exchange Commission* (SEC), organismo que regula los mercados de valores y financieros de los Estados Unidos de América. Mientras que para las reservas probables y posibles, se han tomado como referencia los lineamientos emitidos por el *Petroleum Resources Management System* (PRMS), organismo que integra a la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), el *World Petroleum Council* (WPC), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), la *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) y la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), ambas entidades (SEC y PRMS) son organizaciones internacionales de amplia experiencia internacional en la exploración y producción de hidrocarburos.

De acuerdo a lo anterior, en este capítulo se presenta el análisis de las principales variaciones de los volúmenes originales y reservas de hidrocarburos en las categorías probadas, probables y posibles, tanto en un contexto regional y a nivel activo. El análisis de las variaciones de reservas se realizó para aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente. Asimismo, y debido a que las incorporaciones exploratorias, en sus diferentes categorías, son una componente de las variaciones observadas durante el año 2013, también fueron incluidas en el análisis.

5.1 Región Marina Noreste

Esta región se localiza en el Suroeste de la República Mexicana, constituida por parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México, cubre una superficie aproximada de 189,056 kilómetros cuadrados, ubicada en las aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. La figura 5.1 muestra la localización geográfica de la Región Marina Noreste.

Figura 5.1 La Región Marina Noreste se localiza dentro de aguas territoriales nacionales frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

La Región Marina Noreste se conforma por dos activos de producción Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, que tienen como objetivo la administración de los yacimientos desde las etapas de incorporación y reclasificación de reservas, hasta la de producción y abandono de los campos.

Uno de los objetivos estratégicos de Petróleos Mexicanos es la incorporación de reservas de hidrocarburos con las cuales se reponen los volúmenes de hidrocarburos extraídos de los campos en producción. Durante 2013, en la Región Marina Noreste se hicieron revisiones al comportamiento dinámico de algunos campos para incorporar volúmenes adicionales de hidrocarburos, además de los descubrimientos del campo Mene y el yacimiento Eoceno del campo Chac.

A la fecha de evaluación, 1 de enero de 2014, la Región Marina Noreste administra 29 campos con reservas remanentes, siendo 15 los que mostraron producción a lo largo del año 2013, de ellos 10 en el Activo de Producción Cantarell y 5 del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, la producción anual de la región durante 2013 fue de 475.8 millones de barriles de aceite y 515.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, estos datos representan el 51.7 y 22.2 por ciento de la producción nacional de aceite y gas respectivamente. Los campos que no se encuentran en explotación al 1 de enero de 2014 son Után, en Cantarell, y Ayatsil, Baksha, Chapabil, Kayab, Mene, Nab, Numan, Pit, Pohp, Tekel, Tson, Utsil y Zazil-Ha, en Ku-Maloob-Zaap.

La producción promedio diaria de la Región Marina Noreste durante 2013, fue de 1,303.3 miles de barriles de aceite y 1,412.2 millones de pies cúbicos de gas natural, siendo el campo Zaap del complejo Ku-Maloob-Zaap, el que se comportó como el más importante del país, al aportar 299.0 mil barriles de aceite diarios y 107.8 millones de pies cúbicos de gas natural diarios, esto se consiguió al continuar con

las acciones consideradas dentro del plan de explotación del campo. Con base en lo anterior, se prevé que durante al año 2014, la Región Marina Noreste continuará siendo la principal productora de aceite crudo a nivel nacional.

5.1.1 Evolución de los volúmenes originales

Las variaciones en volúmenes originales de aceite crudo y gas natural en los últimos tres años, para la Región Marina Noreste, en sus diferentes categorías, se muestran en el cuadro 5.1.

Al 1 de enero de 2014, el volumen original probado de aceite de la región corresponde a 63,360.9 millones de barriles, lo cual refleja un incremento de 419.2 millones de barriles resultado de la actualización del modelo geológico de campos, siendo los más importantes Ku en su yacimiento BKS y Akal en el horizonte del Eoceno, la región contribuye con el 39.2 por ciento del volumen nacional en dicha categoría.

A nivel activo de producción, Cantarell concentra 37,579.7 millones de barriles de aceite, lo que significa 59.3 por ciento del total regional; esto implica un incremento de 73.7 millones de barriles, por la actualizaciones del modelo geológico del campo Akal yacimiento Eoceno y Balam BKS; mientras que Ku-Maloob-Zaap, cuenta con 25,781.2 millones de barriles de aceite, que representan 40.7 por ciento restante, el aumento de 345.4 millones de barriles se origina por el nuevo modelo geológico-petrofísico del campo Ku en el yacimiento BKS. En a la categoría probable se tiene un valor de 6,388.8 millones de barriles, que representan 13.4 por ciento del total nacional en esta categoría. El Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap posee 5,531.3 millones de barriles, equivalentes a 86.6 por ciento de la región; mientras que el Activo de Producción Cantarell reporta 857.5 millones de barriles, que representan el 13.4 por ciento restante. En lo que respecta al volumen original posible de aceite, también se incrementó con relación al dato al 1 de enero de 2013, alcanzando 9,096.2 millones de barriles, equivalentes al 16.1 por ciento del volumen nacional, como resultado de la actualización del modelo estático del campo Chapabil y el descubrimiento del yacimiento Eoceno del campo Chac, el Activo de Producción Cantarell contiene 603.3 millones de barriles en sus campos mientras que los del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap almacenan 8,492.9 millones de barriles de crudo.

Cuadro 5.1 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Marina Noreste.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2012	**Total**	**76,769.1**	**27,939.4**
	Probado	62,203.2	25,603.5
	Probable	5,739.8	973.1
	Posible	8,826.2	1,362.8
2013	**Total**	**77,848.8**	**28,178.5**
	Probado	62,941.7	25,621.5
	Probable	6,064.2	1,107.4
	Posible	8,842.9	1,449.6
2014	**Total**	**78,845.8**	**28,457.8**
	Probado	63,360.9	25,818.9
	Probable	6,388.8	1,159.5
	Posible	9,096.2	1,479.3

El volumen original probado de gas natural de la Región Marina Noreste registró 25,818.9 miles de millones de pies cúbicos al 1 de enero de 2014, el valor corresponde con el 13.1 por ciento del total nacional, el aumento de 197.5 miles de millones de pies cúbicos, se originó por la actualización del modelo geológico-petrofísico del campo Ku principalmente; el Activo de Producción Cantarell contribuye con 17,664.6 miles de millones de pies cúbicos que se manifiestan como el 68.4 por ciento del total regional, mientras que la aportación del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap es 8,154.4 miles de millones de pies cúbicos, equivalentes a 31.6 por ciento restante.

En la categoría de reserva probable, se tiene un dato de 1,159.5 miles de millones de pies, observándose un incremento de 52.1 miles de millones de pies cúbicos, respecto a lo reportado en la evaluación previa. La mayor parte del volumen pertenece al Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap con el 70.7 por ciento, el Activo de Producción Cantarell aporta el 29.3 por ciento restante. Mientras que para la categoría posible, el gas natural asciende a 1,479.3 miles de millones de pies cúbicos de gas, con un incremento de 29.8 miles de millones de pies cúbicos con relación al dato del 1 de enero de 2013, resultado de la inclusión del yacimiento Eoceno del campo Chac y el nuevo modelo geológico campo Chapabil; el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap contiene 78.7 por ciento del regional, mientras que Cantarell contribuye con el 21.3 por ciento complementario.

5.1.2 Evolución de las reservas

El valor de reserva probada de aceite, al 1 de enero de 2014 es de 5,476.9 millones de barriles y representa 55.8 por ciento de la reserva probada total nacional; mientras que, para el gas natural, el dato es 2,710.0 miles de millones de pies cúbicos, equivalentes al 16.4 por ciento de las reservas probadas de gas a nivel nacional. El comportamiento que han tenido las reservas remanentes de aceite crudo y gas natural durante los últimos tres años se muestra en las figuras 5.2 y 5.3.

Por otra parte, considerando la densidad del crudo, las reservas de aceite crudo pueden dividirse de la siguiente manera, 5,383.7 millones de barriles de aceite pesado, equivalentes a un 98.3 por ciento del total, mientras que el 1.7 por ciento restante, se compone por 93.2 millones de aceite ligero. Para el gas natural, en la región se tienen 2,695.5 miles de millones de pies cúbicos de gas asociado, que representan 99.5 por ciento del total y 14.4 miles de millones de pies cúbicos de gas no asociado, con el 0.5 por ciento del total probado de la región.

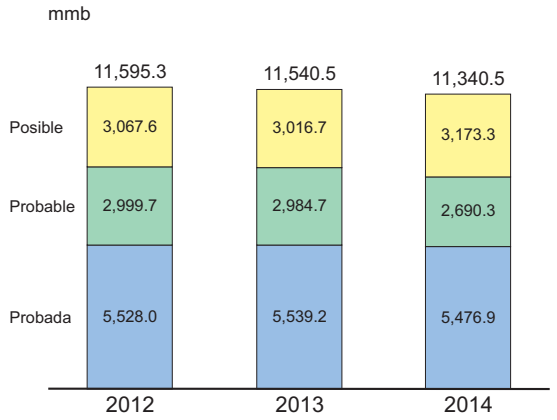


Figura 5.2 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Noreste en los últimos tres años.

Del inventario de reservas probables y posibles de aceite crudo se han determinado 2,690.3 y 3173.3 millones de barriles, equivalentes al 34.5 y 27.2 por ciento del total nacional en estas categorías, así mismo para el gas natural se tienen 884.4 y 683.7 miles de millones de pies cúbicos que representan el 5.3 y 2.6 por ciento del valor de las reservas.

Con base en los datos previos, se han calculado valores de reserva 2P de 8,167.2 millones de barriles de aceite crudo y 3,594.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, correspondientes al 46.4 y 10.8 por ciento del total nacional respectivamente, finalmente dentro de la categoría 3P la Región Marina Noreste cuenta con 11,340.5 millones de barriles

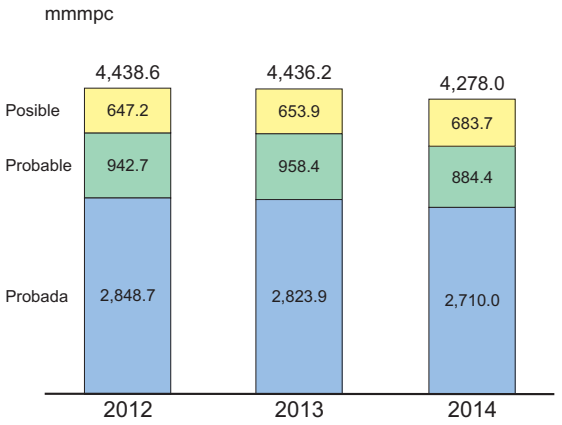


Figura 5.3 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Marina Noreste en los últimos tres años.

de aceite crudo y 4,278.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, equivalentes al 38.7 y 7.2 por ciento del valor total, respectivamente. El cuadro 5.2 presenta la composición de las reservas 1P, 2P y 3P de aceite y gas natural, a nivel activo.

Al 1 de enero de 2014, las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de la región registran valores de 4,251.3 y 1,225.6 millones de barriles de aceite, mientras que para el gas natural se tienen 2,285.0 y 425.0 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

Aceite crudo y gas natural

A la fecha de evaluación, la reserva probada de aceite en la Región Marina Noreste es de 5,476.9 millones de barriles, la mayor parte de este volumen se concentra en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap con 3,526.0 millones de barriles, equivalentes a 64.4 por ciento regional, en tanto que, el Activo de Producción Cantarell registra 1,950.9 millones de barriles que representan el 35.6 por ciento restante.

En esta categoría se observó una disminución de 62.3 millones de barriles con respecto al 1 de enero de 2013, aunque se tuvieron campos que reclasificaron reservas de probables a probadas debido al desarrollo de los mismos, tal es el caso del campo Maloob y al buen comportamiento observado para los campos Ek y Balam, esto no pudo subsanar la disminución en la reserva debida a la producción del periodo aunada a la reducción ocasionada por las revisiones en el comportamiento dinámico de los campos Kutz y Sihil.

Los tres campos con el mayor volumen de reserva son Akal, Maloob y Zaap con una suma de 3,866.7 millones de barriles, equivalente al 70.6 por ciento de la reserva probada de aceite de la región.

Para el gas natural a nivel regional, se observa un comportamiento similar al del aceite crudo, disminuyó en 113.9 miles de millones de pies cúbicos con respecto al periodo anterior, esto se originó por producir un volumen mayor al que fue recategorizado, de reserva probable a probada, los campos que tuvieron la disminución mayor, ocasionada por revisión en su comportamiento de presión-producción, son Kutz y Sihil.

A nivel activo de producción, el que reúne la mayor cantidad de reserva es Ku-Maloob-Zaap con el 54.1 por ciento, mientras que en Cantarell se localiza el 45.9 por ciento restante.

Cuadro 5.2 Composición de las reservas por activo de la Región Marina Noreste.

		Aceite			Gas natural	
Reserva	Activo	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
1P		**5,383.7**	**93.2**	**0.0**	**2,695.5**	**14.4**
	Cantarell	1,857.7	93.2	0.0	1,229.5	14.4
	Ku-Maloob-Zaap	3,526.0	0.0	0.0	1,466.0	0.0
2P		**8,011.3**	**155.9**	**0.0**	**3,578.5**	**15.9**
	Cantarell	3,221.1	155.9	0.0	1,744.9	15.9
	Ku-Maloob-Zaap	4,790.2	0.0	0.0	1,833.6	0.0
3P		**11,184.6**	**155.9**	**0.0**	**4,220.3**	**57.8**
	Cantarell	4,716.6	155.9	0.0	2,030.2	57.8
	Ku-Maloob-Zaap	6,468.0	0.0	0.0	2,190.1	0.0

En lo referente a los datos de la reserva probable de aceite, al 1 de enero del presente año se observó una reducción de 294.4 millones de barriles de aceite, es decir 9.9 por ciento menos que el año previo. El campo que tuvo el incremento mayor en su reserva fue Zaap, con 80.8 millones de barriles de aceite, derivado del buen comportamiento que se observa por la inyección de Nitrógeno como mantenimiento de presión, por otro lado en el camp Maloob se observó la mayor reducción de volumen con 293.7 millones de barriles de aceite.

El gas natural probable de la región al 1 de enero de 2014, disminuyó en 74.0 miles de millones de pies cúbicos en relación al 1 de enero de 2013, situándose en 884.4 miles de millones de pies cúbicos. El campo que observó el mayor incremento de reserva que Zaap con 34.5 miles de millones de pies cúbicos, siendo el campo Maloob, el que presentó la mayor disminución con una reducción de 87.3 miles de millones de pies cúbicos. A nivel activo, Cantarell contiene el 58.4 por ciento y Ku-Maloob-Zaap el remanente de 41.6.

En lo que respecta a la reserva posible de aceite referida al 1 de enero de 2014, ésta registra un incremento de 156.6 millones de barriles de con respecto al año previo. Los campos con un aumento mayor son Chapabil debido a la revisión del modelo geológico y Zaap por el cambio en el programa de explotación del campo, los incrementos de ambos campos suman 139.9 millones de barriles de aceite, el resto de los campos no presentan variaciones significativas en su valor de reserva. El Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap concentra el 52.9 por ciento de la reserva posible de la región, mientras el Activo de Producción Cantarell participa con el 47.1 por ciento.

Mientras que para el gas natural posible se presenta un incremento de 29.8 miles de millones de pies cúbicos respecto al periodo anterior, alcanzando 683.7 miles de millones de pies cúbicos, a la fecha de evaluación. El campo que presentó el mayor aumento en su valor de reserva fue Zaap con 15.5 miles de millones de pies cúbicos, el resto de los campos no tuvo variaciones significativas. Finalmente, el cuadro 5.3 presenta las reservas de gas natural por activo estimadas al 1 de enero de 2014 en sus categorías probada, probable y posible, así como el gas entregado en planta y el gas seco.

Petróleo crudo equivalente

La reserva probada al 1 de enero de 2014 de la Región Marina Noreste asciende a 6,049.9 millones de

Cuadro 5.3 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Marina Noreste al 1 de enero de 2014.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada		**2,710.0**	**2,137.3**	**1,739.1**
	Cantarell	1,244.0	953.0	776.9
	Ku-Maloob-Zaap	1,466.0	1,184.3	962.1
Probable		**884.4**	**662.8**	**538.7**
	Cantarell	516.8	375.5	305.3
	Ku-Maloob-Zaap	367.6	287.3	233.4
Posible		**683.7**	**476.3**	**394.8**
	Cantarell	327.2	264.7	222.9
	Ku-Maloob-Zaap	356.5	211.5	171.8

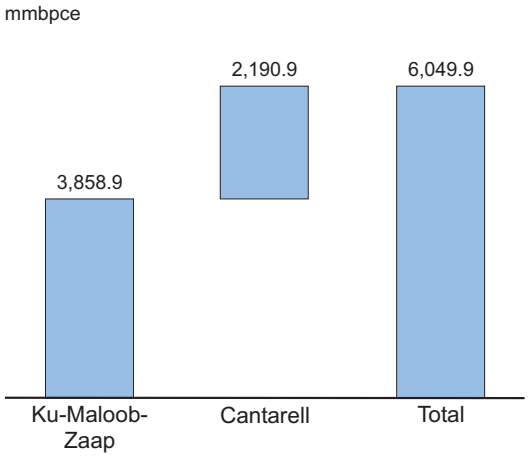


Figura 5.4 Reservas probadas al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

barriles de petróleo crudo equivalente, y corresponde al 45.0 por ciento del total nacional, al comparar este dato con el reportado al 1 de enero de 2013, éste registra una reducción en 114.0 millones de barriles. Los campos que tuvieron los mayores incrementos son Maloob y Ek con 196.4 y 32.5 millones de barriles respectivamente, en el aspecto de las disminuciones, el campo Akal muestra un decremento de 115.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La figura 5.4 muestra la distribución de reservas probadas por activo, en donde Ku-Maloob-Zaap representa el 63.8 por ciento, en tanto Cantarell contiene el 36.2 por ciento.

Para la categoría probable de petróleo crudo equivalente a la fecha de evaluación se registra un decremento de 323.5 millones de barriles, como resultado de la reclasificación de reservas probables a probadas de los campos Ek y Maloob principalmente, resultando en un valor de 2,865.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que representa el 25.2 por ciento del total nacional. En la figura 5.5 se muestra la distribución de la reserva por activo, siendo el Activo de Producción Cantarell en donde se concentra la mayor parte del volumen regional con 53.1 por ciento, mientras que el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap almacena el 46.9 restante.

La reserva posible la Región Marina Noreste, cuantifica 3,295.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero del presente año, que representa el 19.0 por ciento del total nacional. En la figura 5.6 se observa la distribución de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente para cada uno de los activos que conforman la región, observándose que el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap concentra la mayoría del volumen con un 52.7 por ciento. Para la fecha de evaluación, se tuvo un aumento del orden de 158.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, generado por la revisión del modelo geológico de Chapabil y una nueva propuesta para el desarrollo del campo Zaap, el beneficio esperado

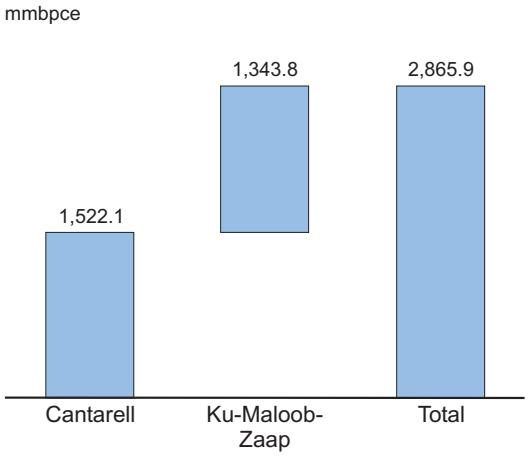


Figura 5.5 Reservas probables al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

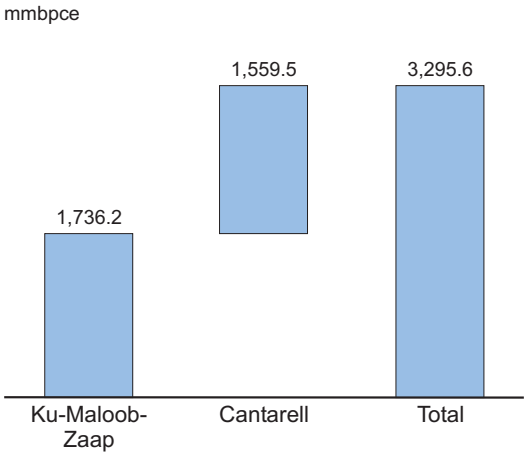


Figura 5.6 Reservas posibles al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

para ambos campos es de 145.8 millones de barriles de aceite crudo equivalente, no se tuvieron disminuciones importantes en esta categoría para los campos de la región. Comparada con el volumen reportado el año anterior, la reserva total o 3P de la región presenta un decremento de 279.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, para situarse en 12,211.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2014, concentrando 29.0 por ciento del total nacional. La figura 5.7 presenta la constitución de la reserva 3P a nivel regional.

Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción de la Región Marina Noreste es de 11.6 años considerando como constante la producción registrada durante 2013 de 519.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Al realizar un ejercicio similar para la reserva probada más probable (2P), la relación reserva-producción asciende a 17.2 años, finalmente para la reserva (3P) la relación mencionada es 23.5 años.

A nivel activo, Ku-Maloob-Zaap durante el año 2013 tuvo una producción de 348.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, empleando este valor, se estima una relación reserva-producción de 11.1 años; mientras que para Cantarell la relación resulta de 12.8 años, suponiendo contante la producción del año 2013, 171.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Para las otras categorías de reservas, la relación reserva-producción probada más probable (2P) para el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap es de 14.9 años, mientras que para la reserva probada más probable más posible (3P), dicha relación es de 19.9 años. El Activo de Producción Cantarell tiene una relación reserva-producción probada más probable (2P) de 21.7 años. Para las reservas totales (3P), la relación reserva-producción se incrementa a 30.8 años.

Es importante mencionar que durante el año 2013, el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap se colocó como el primer productor de aceite a nivel nacional con una producción de 954.4 miles de barriles de petróleo crudo equivalente diarios.

Reservas por tipo de fluido

La evolución de las reservas de la Región Marina Noreste, en función del tipo de fluido se muestra en el cuadro 5.4, ésta comprende del 1 de enero de 2012 al 1 de enero de 2014. Se observa que la reserva probada de 6,049.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se constituye por 90.5 por ciento de aceite crudo, 1.2 por ciento de condensado, 2.8

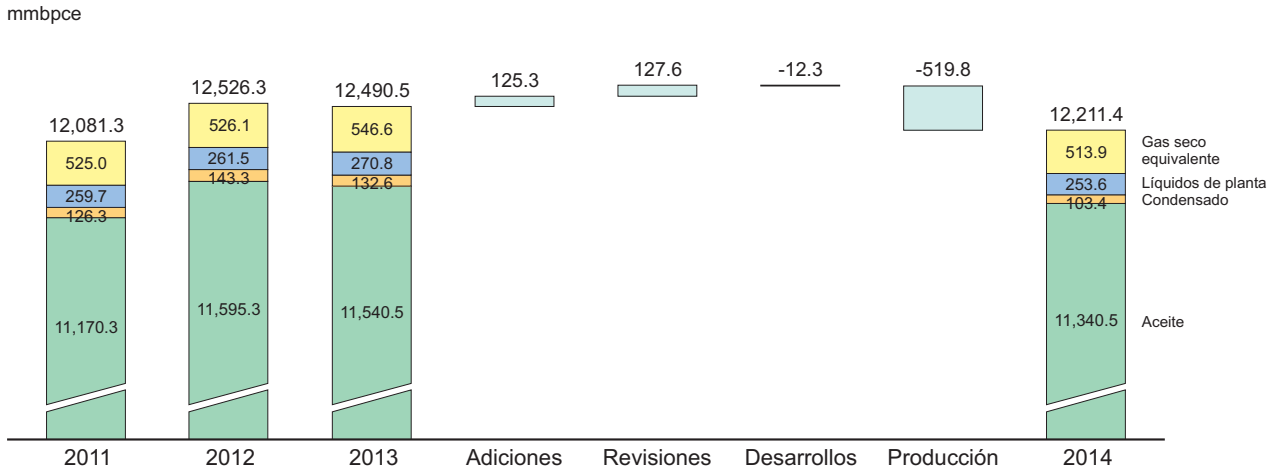


Figura 5.7 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Marina Noreste.

Cuadro 5.4 Evolución histórica de las reservas por tipo de fluido en la Región Marina Noreste.

Año	Reserva	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco mmbpce	Total mmbpce
2012	**Total**	**11,595.3**	**143.3**	**261.5**	**526.1**	**12,526.3**
	Probada	5,528.0	93.2	173.6	344.6	6,139.4
	Probable	2,999.7	35.4	56.6	111.8	3,203.6
	Posible	3,067.6	14.6	31.3	69.8	3,183.3
2013	**Total**	**11,540.5**	**132.6**	**270.8**	**546.6**	**12,490.5**
	Probada	5,539.2	90.2	178.6	355.9	6,163.9
	Probable	2,984.7	28.7	59.0	117.0	3,189.4
	Posible	3,016.7	13.7	33.2	73.7	3,137.2
2014	**Total**	**11,340.5**	**103.4**	**253.6**	**513.9**	**12,211.4**
	Probada	5,476.9	71.3	167.3	334.4	6,049.9
	Probable	2,690.3	19.9	52.1	103.6	2,865.9
	Posible	3,173.3	12.2	34.2	75.9	3,295.6

por ciento de líquidos de planta y 5.5 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Para el caso de la reserva probable, el volumen de 2,865.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se compone de 93.9 por ciento de aceite crudo, 0.7 por ciento de condensado, 1.8 por ciento de líquidos de planta y 3.6 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

La reserva posible de petróleo crudo equivalente asciende a 3,295.6 millones de barriles y está distribuida en 96.3 por ciento de aceite crudo, 0.4 por ciento de condensado, 1.0 por ciento de líquidos de planta y 2.3 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

5.2 Región Marina Suroeste

Por su posición geográfica, esta región se encuentra en el Sureste del país, en aguas marinas de la plataforma y talud continental del Golfo de México. Su superficie es de 352,390 kilómetros cuadrados, y está limitada en la porción continental por los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche en la parte Sur, por la Región Marina Noreste hacia el Este, al Norte por las líneas limítrofes de aguas territoriales nacionales, y al Oeste por la Región Norte. La figura 5.8 presenta la ubicación geográfica de esta región.

La Región Marina Suroeste está organizada por los activos de producción Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, cuyo objetivo es el de fortalecer la gestión de los yacimientos a lo largo de su vida productiva. Cabe hacer notar, que estos activos también tienen la responsabilidad de administrar los yacimientos además de implantar programas de incorporación de reservas y delimitación asociados a reservas ya descubiertas.

Dentro del marco estratégico nacional, la Región Marina Suroeste ha contribuido de manera sobresaliente con los objetivos que la empresa ha planteado. Esto se ha manifestado durante los últimos años a través de la reposición de hidrocarburos producidos. Los nuevos descubrimientos a nivel regional han aportado volúmenes importantes de reservas probadas, probables, y posibles poniendo de manifiesto el arduo trabajo que en la región se ha realizado. Adicionalmente, la Región Marina Suroeste tiene algunos de

Figura 5.8 La Región Marina Suroeste se ubica en aguas marinas de la plataforma y del talud continental del Golfo de México.

sus campos en etapa de explotación avanzada, sin embargo, a través de los trabajos de administración de los yacimientos que integran a dichos campos se ha logrado tener mejores comportamientos en términos de presión-producción, lo cual ha sido un factor primordial para el mantenimiento de la producción, y en algunos casos lograr incrementos de cuotas de producción adicionales a las contribuciones de la puesta en producción de nuevos yacimientos.

La región administra un total de 73 campos, de los cuales, 66 registran reservas de hidrocarburos, de éstos, 27 están en explotación y son productores de aceite ligero y superligero, así como gas asociado, y 7 son recursos contingentes. Existe en la Región Marina Suroeste un importante potencial por desarrollar, ya que sólo 37 por ciento de los campos que integran la región han sido explotados. La producción diaria de aceite y gas natural de la región durante el año 2013, promedió 592.9 miles de barriles y 1,327.0 millones de pies cúbicos, es decir, acumuló en dicho año 216.4 millones de barriles de aceite y 484.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que significó aportar 23.5 y 20.8 por ciento de la producción nacional de aceite y gas, respectivamente.

La actividad exploratoria durante el año 2013, resultó exitosa al descubrirse el campo Miztón, en rocas de Edad Terciaria resultando productor de aceite ligero y cuya reserva 3P asciende a 86.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Así, las actividades de exploración y explotación seguirán alimentando la reposición de las reservas por medio de nuevos yacimientos, y la reclasificación de los volúmenes de los ya encontrados.

5.2.1 Evolución de los volúmenes originales

El volumen original probado de aceite de la Región Marina Suroeste al 1 de enero de 2014 es 19,962.0 millones de barriles, lo cual representa 12.4 por ciento

del volumen nacional. En particular, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc contiene la mayor parte del volumen de la región con 14,947.7 millones de barriles de aceite, es decir, 74.9 por ciento del total. Por otro lado, el Activo de Producción Litoral de Tabasco registra 5,014.3 millones de barriles de aceite, o sea 25.1 por ciento del volumen regional. Respecto a los volúmenes originales probable y posible de aceite, estos ascienden a 4,277.5 y 5,493.0 millones de barriles, equivalentes a 8.9 y 9.7 por ciento de los volúmenes nacionales, respectivamente. El mayor volumen original probable de aceite corresponde al Activo de Producción Litoral de Tabasco con el 66.6 por ciento de la región, es decir, alcanza 2,848.8 millones de barriles, como resultado de las actividades de exploración, desarrollo y revisión. Por otra parte, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc concentra 33.4 por ciento del volumen original probable regional, que representa 1,428.7 millones de barriles, volumen menor con respecto al año anterior básicamente por desarrollo de campos. De los 5,493.0 millones de barriles de volumen original posible de aceite, 4,246.5 millones de barriles corresponden a los campos del Activo de Producción Litoral de Tabasco, y 1,246.6 millones de barriles corresponden al Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc. El cuadro 5.5 ilustra el comportamiento de los volúmenes originales de aceite y gas natural en sus diferentes categorías, reportados al 1 de enero de los años 2012 a 2014.

Cuadro 5.5 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Marina Suroeste.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2012	**Total**	**28,719.2**	**45,224.4**
	Probado	19,129.1	26,222.0
	Probable	3,595.9	5,740.2
	Posible	5,994.3	13,262.2
2013	**Total**	**29,327.9**	**48,104.4**
	Probado	19,401.6	26,021.3
	Probable	4,018.8	7,956.2
	Posible	5,907.4	14,126.9
2014	**Total**	**29,732.5**	**47,484.5**
	Probado	19,962.0	27,249.3
	Probable	4,277.5	8,072.3
	Posible	5,493.0	12,162.8

Al 1 de enero de 2014, el volumen original de gas natural de la Región Marina Suroeste, es de 27,249.3 miles de millones de pies cúbicos en la categoría probada, que constituyen 13.8 por ciento del total nacional. El 58.2 por ciento regional corresponde al Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc, es decir, 15,845.6 miles de millones de pies cúbicos, presentando un incremento por desarrollos y revisiones. Adicionalmente, 11,403.7 miles de millones de pies cúbicos están distribuidos en el Activo de Producción Litoral de Tabasco, y equivalen a 41.8 por ciento de la región. En lo referente a los volúmenes originales probables, éstos ascienden a 8,072.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, es decir, muestran un incremento con respecto al año anterior originado principalmente por la revisión de campos y un nuevo yacimiento. El 84.3 por ciento del volumen original probable de la región corresponde al Activo de Producción Litoral de Tabasco, y el 15.7 por ciento al Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc. Para el caso de volúmenes originales posibles, estos se ubican en 12,162.8, miles de millones de pies cúbicos de gas. El Activo de Producción Litoral de Tabasco engloba 97.2 por ciento del volumen original posible de la región, el 2.8 por ciento restante le corresponde a los campos de Abkatún-Pol-Chuc.

5.2.2 Evolución de las reservas

La reserva 1P o probada, al 1 de enero de 2014 alcanza, 1,324.0 millones de barriles de aceite y corresponde a 13.5 por ciento de las reservas probadas del país. Con relación a la reserva probada de gas natural, al 1 de enero de 2014 ésta es de 4,298.1 miles de millones de pies cúbicos, representando 26.0 por ciento de la reserva probada de gas a nivel nacional.

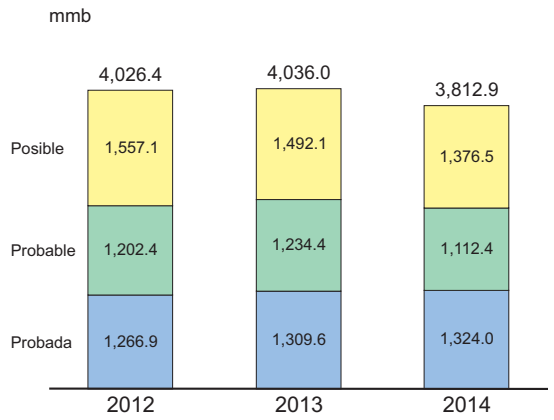


Figura 5.9 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Suroeste en los últimos tres años.

En las figuras 5.9 y 5.10 se presentan las variaciones de las reservas de aceite y gas natural, para los últimos tres años En cuanto al inventario de reservas probable y posible de aceite, éstas ascienden a 1,112.4 y 1,376.5 millones de barriles, contribuyendo con 14.3 y 11.7 por ciento, respectivamente, a las reservas nacionales de aceite en estas categorías. De esta forma, las reservas 2P y 3P alcanzan 2,436.4 y 3,812.9 millones de barriles de aceite, respectivamente. Para el gas natural, las reservas probable y posible se ubican en 3,814.8 y 6,485.1 miles de millones de pies cúbicos, que equivalen a 22.8 y 24.6 por ciento del total nacional en dichas categorías. Como resultado de lo anterior, las reservas 2P y 3P alcanzan 8,112.9 y 14,598.1 miles de millones de pies cúbicos de gas

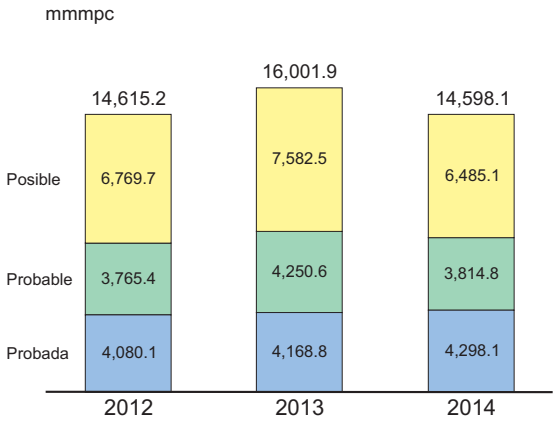


Figura 5.10 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Marina Suroeste en los últimos tres años.

natural. En relación a las reservas probada desarrollada y no desarrollada de la región, éstas registran valores de 706.5 y 617.5 millones de barriles de aceite, mientras que para el gas natural se alcanzan 1,914.8 y 2,383.3 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

La reserva probada de aceite de la región es 1,324.0 millones de barriles, y está constituida, en función de su densidad, por 104.6 millones de barriles de aceite pesado, equivalente a 7.9 por ciento de la reserva, 807.6 millones de barriles de aceite ligero o 61.0 por ciento, y 411.8 millones de barriles restantes corresponden a superligero, es decir, 31.1 por ciento. En lo referente a la reserva probada de gas natural de 4,298.1 miles de millones de pies cúbicos, ésta se compone de 38.7 por ciento o 1,663.7 miles de millones de pies cúbicos de gas asociado, y 61.3 por ciento de gas no asociado, equivalente a 2,634.5 miles de millones de pies cúbicos. El cuadro 5.6 presenta la composición de las reservas 2P y 3P de aceite y gas natural. Es importante señalar que el valor reportado del gas no asociado incluye las reservas de yacimientos de gas y condensado, gas seco y gas húmedo.

Aceite crudo y gas natural

Al 1 de enero de 2014, la reserva probada de aceite, para la Región Marina Suroeste registra un volumen de 1,324.0 millones de barriles, de los cuales 554.9 millones o 41.9 por ciento se ubican en el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc, mientras que 769.1 millones de barriles de aceite, es decir 58.1 por ciento, le corresponden al Activo de Producción Litoral de Tabasco.

A nivel regional la reserva probada de aceite tuvo un incremento neto de 230.8 millones de barriles, con respecto a la reportada el año anterior. Además, la reserva probada desarrollada tuvo un aumento neto por 223.7 millones de barriles de aceite. Asimismo, la reserva no desarrollada registró un incremento de

Cuadro 5.6 Composición de las reservas por activo de la Región Marina Suroeste.

Reserva	Activo	Aceite Pesado mmb	Aceite Ligero mmb	Aceite Superligero mmb	Gas natural Asociado mmmpc	Gas natural No asociado mmmpc
1P		**104.6**	**807.6**	**411.8**	**1,663.7**	**2,634.5**
	Abkatún-Pol-Chuc	16.2	511.2	27.5	983.0	98.7
	Litoral de Tabasco	88.4	296.5	384.2	680.7	2,535.7
2P		**399.7**	**1,364.2**	**672.4**	**2,673.6**	**5,439.4**
	Abkatún-Pol-Chuc	140.2	755.9	56.9	1,474.4	165.0
	Litoral de Tabasco	259.5	608.3	615.6	1,199.2	5,274.4
3P		**747.0**	**1,969.9**	**1,095.9**	**3,886.5**	**10,711.6**
	Abkatún-Pol-Chuc	266.0	855.7	62.4	1,718.5	197.1
	Litoral de Tabasco	481.0	1,114.1	1,033.6	2,168.0	10,514.5

7.1 millones de barriles con respecto al 1 de enero de 2013. A nivel de activo de producción, Abkatún-Pol-Chuc presentó un incremento de 155.9 millones de barriles, correspondiendo a la reserva probada desarrollada 133.7 millones, mientras que a la reserva no desarrollada le corresponden 22.2 millones de barriles. Estas variaciones positivas se deben fundamentalmente a las actividades de desarrollo de campos, así como a la revisión del comportamiento presión-producción de los mismos.

La reserva probada de aceite al 1 de enero de 2014 del Activo de Producción Litoral de Tabasco registró un incremento por 75.0 millones de barriles. Este volumen es resultado de los incrementos en la reserva probada desarrollada por 90.0 millones de barriles y el decremento por 15.1 millones en la probada no desarrollada. Las variaciones positivas en los campos del Activo de Producción Litoral de Tabasco se deben básicamente a las actividades de desarrollo de campos y revisión.

En relación a la reserva probada de gas natural de la Región Marina Suroeste, al 1 de enero de 2014, se tienen 4,298.1 miles de millones de pies cúbicos, concentrándose 1,081.7 miles de millones de pies cúbicos en el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc, mientras que Litoral de Tabasco participa con 3,216.4 miles de millones de pies cúbicos.

La reserva probada de gas natural, reporta un incremento neto a nivel región por 613.7 miles de millones de pies cúbicos, con respecto al periodo anterior. Esta variación se compone por un incremento en reserva probada desarrollada por 653.9 miles de millones de pies cúbicos y una disminución de 40.2 miles de millones de pies cúbicos en la reserva no desarrollada. El Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc registra un incremento en la reserva probada de 269.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Esta situación se explica por la variación que se presentan en los conceptos de desarrollo y revisión de campos.

Para el Activo de Producción Litoral de Tabasco, la reserva probada al 1 de enero de 2014, presentó un incremento por 344.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, y donde la reserva probada desarrollada explica una variación positiva por 400.7 miles de millones de pies cúbicos. Adicionalmente, se registró una variación negativa por 56.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural de la reserva probada no desarrollada. En particular, el incremento registrado en la categoría de reserva probada desarrollada se explica principalmente por desarrollo, y revisiones.

Al 1 de enero de 2014, la reserva probable de aceite crudo de la región, presenta un decremento de 122.0 millones de barriles de aceite con respecto al año anterior. En particular, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc registró un decremento de 156.6 millones de barriles de aceite, valor que al combinarse con el incremento en el Activo de Producción Litoral de Tabasco por 34.6 millones de barriles, justifica la variación negativa antes citada, y es explicada básicamente por los rubros de desarrollo y revisión de campos. De esta manera, la reserva probable de aceite al 1 de enero de 2014, asciende a 1,112.4 millones de barriles.

En relación a la reserva probable de gas natural, ésta presentó un decremento de 435.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, con respecto a la cifra reportada al 1 de enero del año anterior. Esta variación negativa se compone por los decrementos registrados en los activos de producción Abkatún-Pol-Chuc con 341.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y en Litoral de Tabasco por 94.6 miles de millones de pies cúbicos. Los principales decrementos se dieron en los campos Abkatún, Kuil y Onel debido revisión y desarrollo, lo que se traduce en 297.8 miles de millones de pies cúbicos. Asimismo, el Activo de Producción Litoral de Tabasco registró un decremento por 94.6 miles de millones de pies cúbicos, producto del desarrollo, revisión y delimitación en los campos Tsimín, Bolontikú y Xux.

Las reservas posibles de aceite y gas natural de la región al 1 de enero de 2014, ascienden a 1,376.5 millones de barriles y 6,485.1 miles de millones de cúbicos, respectivamente. La reserva posible de aceite en la Región Marina Suroeste presenta una variación negativa por 115.6 millones de barriles con respecto a la cifra estimada al periodo anterior. En esta categoría, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc presenta un incremento por 52.0 millones de barriles, básicamente por revisión del comportamiento presión-producción de sus campos. Adicionalmente, en esta categoría el Activo de Producción Litoral de Tabasco registra un decremento por 167.6 millones de barriles de aceite crudo. Esta variación se sitúa fundamentalmente en los campos de Xux por delimitación, el desarrollo en Yaxché y la revisión de Kix.

En lo concerniente al inventario de la reserva posible de gas natural de la región, ésta reporta una variación negativa de 1.097.4 miles de millones de pies cúbicos con respecto al 1 de enero de 2013. En particular, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc, registra un

Cuadro 5.7 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Marina Suroeste al 1 de enero de 2014.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada		**4,298.1**	**3,515.6**	**2,894.8**
	Abkatún-Pol-Chuc	1,081.7	803.9	648.4
	Litoral de Tabasco	3,216.4	2,711.7	2,246.4
Probable		**3,814.8**	**3,233.8**	**2,790.5**
	Abkatún-Pol-Chuc	557.7	417.2	336.6
	Litoral de Tabasco	3,257.1	2,816.6	2,453.9
Posible		**6,485.1**	**5,659.5**	**4,985.2**
	Abkatún-Pol-Chuc	276.2	199.8	161.2
	Litoral de Tabasco	6,208.9	5,459.8	4,824.0

incremento de 180.8 miles de millones de pies cúbicos. Por su parte, el Activo de Producción Litoral de Tabasco tuvo un decremento por 1,278.1 miles de millones de pies cúbicos de reserva posible de gas natural, ocasionado por la delimitación del campo Xux. El cuadro 5.7 muestra las reservas de gas natural por activo en sus diferentes categorías, incluyéndose el gas entregado en planta y el gas seco.

Petróleo crudo equivalente

Al 1 de enero de 2014 la reserva probada de la Región Marina Suroeste asciende a 2,168.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, este volumen representa 16.1 por ciento del total nacional. La reserva presenta una variación neta positiva que asciende a 313.1 millones de barriles. De acuerdo a la figura 5.11, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc contiene 34.8 por ciento del total regional, lo que significa que sus reservas son 754.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, presentando un incremento neto de 200.7 millones de barriles con respecto al año anterior. Estos incrementos básicamente se deben al desarrollo de los campos Kuil y Onel con 54.5 y 39.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y las revisiones en Ixtal, Homol y Chuc con 47.3, 15.1 y 11.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

Por otra parte, el Activo de Producción Litoral de Tabasco concentra 65.2 por ciento de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente de la región, es decir, 1,414.4 millones de barriles. En el Activo de Producción Litoral de Tabasco se presentaron incrementos que totalizan 112.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, los cuales se explican primordialmente por el desarrollo de los campos Kab y Tsimin que registraron en conjunto 73.6 millones de barriles.

Al 1 de enero de 2014 la reserva probable de la Región Marina Suroeste considera un volumen de 1,865.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

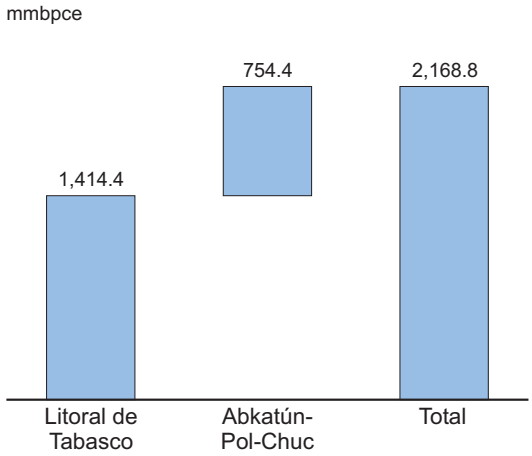


Figura 5.11 Reservas probadas al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

Este volumen representa 16.4 por ciento de las reservas del país en esta categoría. Con respecto a lo reportado al 1 de enero de 2013, este volumen de reservas muestra un decremento, esta disminución cuantifica 242.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En particular, los campos del Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc presentaron decrementos por un total de 223.7 millones de barriles, como resultado de los desarrollos y revisiones. La restante variación negativa, se localiza básicamente en el Activo de Producción Litoral de Tabasco. La figura 5.12 presenta la distribución de las reservas a nivel activo de producción.

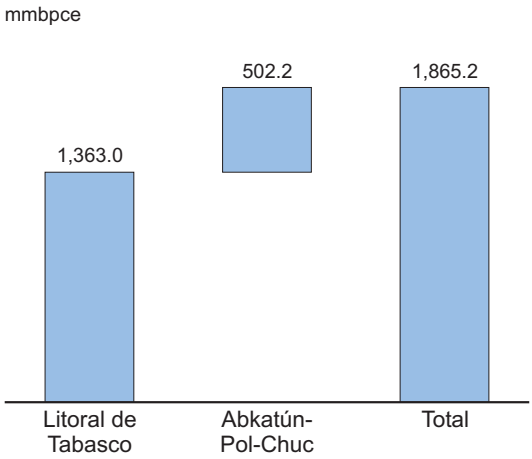


Figura 5.12 Reservas probables al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

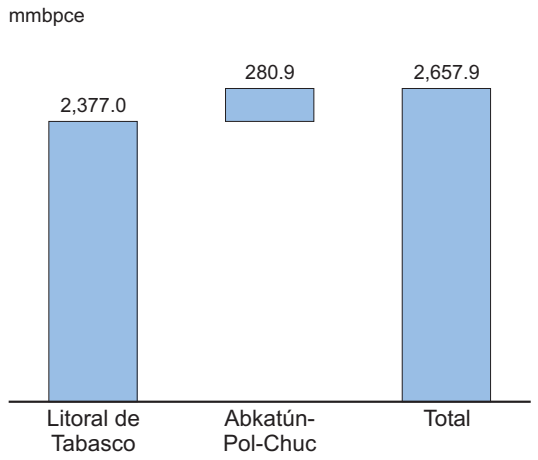


Figura 5.13 Reservas posibles al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

La reserva posible de la región en términos de petróleo crudo equivalente, al 1 de enero de 2014, ascendió a 2,657.9 millones de barriles, como se muestra en la figura 5.13. Este volumen representa 15.3 por ciento de la cifra nacional y presenta un decremento por 407.3 millones de barriles en relación al año anterior. A nivel activo de producción, Abkatún-Pol-Chuc, reporta un incremento por 84.5 millones de barriles. En cuanto al Activo de Producción Litoral de Tabasco, éste registró una variación negativa que asciende a 491.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La actividad exploratoria culminó con el descubrimiento del yacimiento nuevo en el campo Miztón por 16.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. Asimismo, en los rubros de desarrollo y revisiones se tuvieron incrementos en los campos Och, Nak, Tsimín y Uech que en conjunto ascendieron a 72.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que no fueron suficientes para contrarrestar los resultados negativos por la delimitación del campo Xux. La figura 5.14 ilustra el balance de la reserva 3P de petróleo crudo equivalente de la región al 1 de enero de 2014.

Relación reserva-producción

La Región Marina Suroeste presenta una relación reserva probada-producción de 7.0 años, considerando una producción constante de 309.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Para el caso de la reserva probada más probable o 2P, la relación resulta de 13.0 años, mientras que utilizando la reserva probada más probable más posible o 3P la relación es de 21.6 años. Utilizando la reserva probada en particular, el Activo de Producción Litoral de Tabasco presenta el mayor valor de esta relación con 8.7 años, en tanto el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc presenta una relación con 5.2 años.

Considerando las reserva probada más probable o 2P de petróleo crudo equivalente, la relación resulta de 8.6 y 17.0 años para los activos de producción Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, respectivamente.

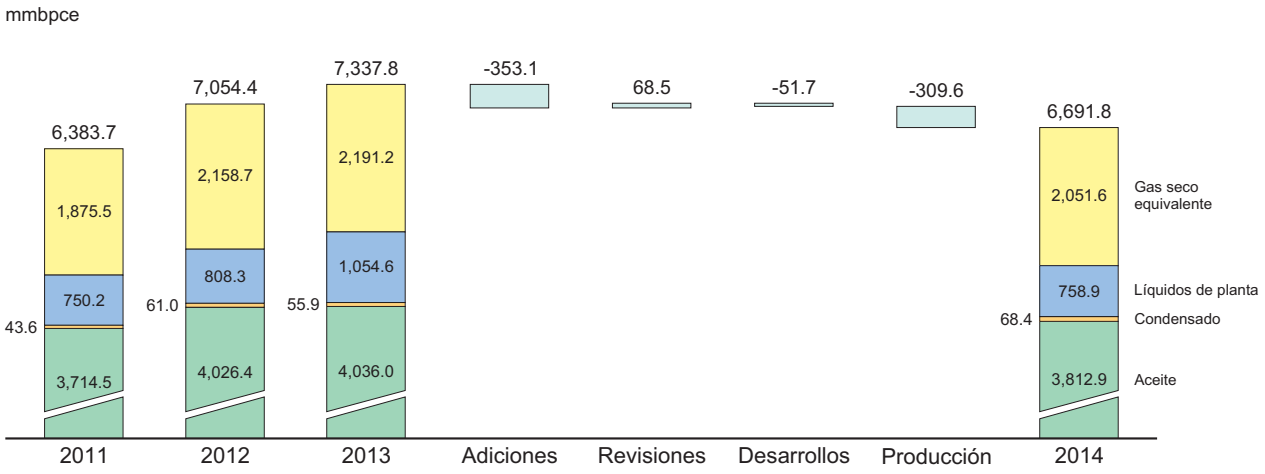


Figura 5.14 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Marina Suroeste.

Cuadro 5.8 Evolución histórica de las reservas por tipo de fluido en la Región Marina Suroeste.

Año	Reserva	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco mmbpce	Total mmbpce
2012	**Total**	**4,026.4**	**61.0**	**808.3**	**2,158.7**	**7,054.4**
	Probada	1,266.9	21.4	264.4	562.8	2,115.5
	Probable	1,202.4	18.3	209.9	545.7	1,976.4
	Posible	1,557.1	21.2	334.0	1,050.2	2,962.5
2013	**Total**	**4,036.0**	**55.9**	**1,054.6**	**2,191.2**	**7,337.8**
	Probada	1,309.6	17.2	289.4	549.1	2,165.3
	Probable	1,234.4	21.6	288.2	563.0	2,107.2
	Posible	1,492.1	17.1	477.0	1,079.1	3,065.2
2014	**Total**	**3,812.9**	**68.4**	**758.9**	**2,051.6**	**6,691.8**
	Probada	1,324.0	23.1	265.1	556.6	2,168.8
	Probable	1,112.4	20.5	195.9	536.5	1,865.2
	Posible	1,376.5	24.9	298.0	958.5	2,657.9

En el caso de las reservas probadas más probables más posibles o 3P, las relaciones son 10.5 años para el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc y 31.5 años para Litoral de Tabasco.

Reservas por tipo de fluido

La reserva probada remanente al cierre de 2013 es de 2,168.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se compone en 61.0 por ciento de aceite crudo, 1.1 por ciento de condensado, 12.2 por ciento de líquidos de planta y 25.7 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

El volumen de la reserva probable, es de 1,865.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, está constituido por 59.6 por ciento de aceite crudo, 1.1 por ciento de condensado, 10.5 por ciento de líquidos de planta y 28.8 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Para el caso de la reserva posible, el volumen de 2,657.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, está distribuido en 51.8 por ciento de aceite crudo, 0.9 por ciento de condensado, 11.2 por ciento de líquidos de planta y 36.1 por ciento de gas seco equivalente a líquido. Las reservas de hidrocarburos en función del tipo de fluido son mostradas en el cuadro 5.8 referidas al 1 de enero de los años 2012 a 2014, para las respectivas categorías asociadas.

5.3 Región Norte

La Región Norte presenta la mayor extensión territorial con aproximadamente 3.7 millones de kilómetros cuadrados, e incluye una porción terrestre y otra marina. La región se localiza en la franja Norte de la República Mexicana, colindando con los Estados Unidos de América y sus aguas territoriales del Golfo de México al Norte, al Sur con el río Tesechoacán ubicado en el estado de Veracruz y un límite convencional que se prolonga en forma horizontal a partir de dicha referencia hacia la costa del Océano Pacífico y se extiende hasta el límite de las aguas territoriales, al Oriente con la línea de costa del Estado de Veracruz, y los límites convencionales de los proyectos exploratorios Tlancanán, Pulhman y Perdido, y al Occidente con aguas internacionales del Océano Pacífico, como se aprecia en la figura 5.15.

Figura 5.15 La Región Norte está constituida por una parte continental y otra marina.

Administrativamente, la región está constituida por los activos de producción Aceite Terciario del Golfo, Poza Rica-Altamira y Veracruz, además del Activo Integral Burgos, así como por los activos de exploración Aguas Profundas Norte y Tampico-Misantla-Golfo. Los activos de producción y el integral se enfocan primordialmente a las actividades de desarrollo de campos y a la optimización de la operación y explotación de los mismos. Por su parte, los activos de exploración tienen como objetivo la incorporación de nuevas reservas por actividades de esta índole, así como la evaluación del potencial que presentan las cuencas de Burgos, Sabinas, Tampico-Misantla y la porción Norte del Golfo de México Profundo.

Dada la magnitud del territorio que ocupa la Región Norte, ésta ocupa la primera posición en cuanto al número de pozos, yacimientos y campos, por lo que la actividad de desarrollo de campos es muy intensa y los hidrocarburos producidos presentan una gran variedad que van desde aceite ligero y pesado, así como gas seco y húmedo, además de gas y condensado. Así se tiene que los activos de producción Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira producen preponderantemente aceite, mientras que la producción de gas no asociado proviene del Activo Integral Burgos y del Activo de Producción Veracruz. Esto ha permitido que la región se constituya nuevamente en la principal productora de gas natural, mientras que sus valores de reservas probable y posible tanto de aceite como de gas natural ocupan la primera posición a nivel nacional.

Durante el año 2013, la Región Norte alcanzó una producción de 52.9 millones de barriles de aceite equivalentes con una producción promedio diaria de 144.9 miles de barriles así como 752.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural con una producción promedio diaria de 2,060.6 millones de pies cúbicos por día. Los datos de producción de aceite y gas natural representaron el 5.7 y 32.3 por ciento respectivamente, de la producción nacional.

Por otra parte, las actividades exploratorias realizadas en la Región Norte durante el año 2013, permitieron la

terminación de 22 pozos, la toma de 2,104.0 kilómetros de sísmica 2D y 639.4 kilómetros cuadrados de sísmica 3D. Entre los descubrimientos realizados en 2013, destacan los pozos Maximino-1 y Eltreinta-1. El primer caso, realizado a nivel Terciario, reviste particular importancia al corroborar el potencial petrolero para la producción de aceite que ofrecen las aguas profundas en la parte Norte del Golfo de México. El segundo pozo amplía las perspectivas del potencial para producir aceite en la Cuenca de Veracruz, tradicionalmente productora de gas no asociado.

Cuadro 5.9 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Norte.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2012	**Total**	**111,169.1**	**110,048.8**
	Probado	41,187.3	71,433.3
	Probable	38,883.2	21,824.5
	Posible	31,098.7	16,791.0
2013	**Total**	**115,777.5**	**125,428.8**
	Probado	42,661.5	73,995.9
	Probable	39,213.2	27,247.5
	Posible	33,902.8	24,185.5
2014	**Total**	**116,579.9**	**134,960.2**
	Probado	42,254.9	74,470.8
	Probable	34,838.5	24,616.0
	Posible	39,486.5	35,873.3

Referente a las actividades de desarrollo de campos realizadas durante 2013, se terminaron 460 pozos en la Región Norte. Siendo los activos Aceite Terciario del Golfo y Burgos los que más actividad ejecutaron con 211 y 137 pozos terminados, respectivamente.

5.3.1 Evolución de los volúmenes originales

El comportamiento histórico de los volúmenes originales de aceite y gas natural en los últimos tres años se muestra en el cuadro 5.9. Se observa que los volúmenes originales probados al 1 de enero de 2014, alcanzan 42,254.9 millones de barriles de aceite y 74,470.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que representan 26.2 y 37.8 por ciento, respectivamente de los volúmenes totales del país. A nivel regional, el Activo de Producción Poza Rica-Altamira posee los mayores volúmenes originales probados, registrando 27,549.5 millones de barriles de aceite y 41,044.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos volúmenes comprenden 65.2 y 55.1 por ciento del total de la Región Norte. El Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo cuenta con volúmenes que alcanzan 13,256.8 millones de barriles de aceite y 6,691.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Asimismo, el volumen original en la misma categoría de gas natural para el Activo Integral Burgos es de 20,174.9 miles de millones de pies cúbicos, mientras que en el Activo de Producción Veracruz se dispone del menor volumen de gas natural a nivel regional con 6,560.3 miles de millones de pies cúbicos.

Referente a los volúmenes originales probables de aceite y gas natural al cierre de 2013 a nivel regional, los valores son 34,838.5 millones de barriles y 24,616.0 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Las cifras anteriores representan 72.7 y 66.6 por ciento de los totales nacionales correspondientes. El Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo ocupa la primera posición tanto a nivel regional como nacional en esta categoría con 33,744.1 millones de barriles de aceite y 16,884.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Con respecto a los volúmenes originales posibles de aceite y gas natural reportados por la región al 1 de enero de 2014 alcanzan 39,486.5 millones de barriles y 35,873.3 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. A nivel nacional estos volúmenes representan 70.0 por ciento para el aceite y 64.5 por ciento para el gas. En esta categoría el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo concentra los mayores volúmenes

originales posibles de aceite y gas natural, los cuales ascienden a 34,491.5 millones de barriles y 21,224.9 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

Como se ha mencionado anteriormente, el volumen original probado de gas natural de la región asciende a 74,470.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, de este volumen, 49,120.7 miles de millones de pies cúbicos corresponden al gas asociado a yacimientos de aceite y 25,350.1 miles de millones de pies cúbicos son de yacimientos de gas no asociado. El Activo de Producción Poza Rica-Altamira presenta los mayores volúmenes originales probados de gas asociado con 40,278.6 miles de millones de pies cúbicos, mientras que el Activo Integral Burgos, con 19,699.4 miles de millones de pies cúbicos, es el que maneja los mayores volúmenes de gas no asociado.

Al desglosar el volumen original probado de gas no asociado, éste se conforma en su mayor parte por gas húmedo no asociado con 14,510.7 miles de millones de pies cúbicos, el gas seco alcanzó un volumen de 10,009.2 miles de millones de pies cúbicos, en tanto 830.2 miles de millones de pies cúbicos corresponden a gas y condensado.

Respecto al volumen original probable de gas natural de la región, éste alcanzó 24,616.0 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales 22,348.2 miles de millones de pies cúbicos corresponden a gas asociado y 2,267.8 miles de millones de pies cúbicos son de yacimientos de gas no asociado. En esta categoría destaca el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, que posee un volumen original probable de gas asociado de 16,884.0 miles de millones de pies cúbicos, mientras que el Activo Integral Burgos es el más importante en cuanto a la magnitud de volumen original probable de gas no asociado al alcanzar 1887.0 miles de millones de pies cúbicos.

El volumen original posible de gas natural alcanzó 35,873.3 miles de millones de pies cúbicos. Específicamente, 30,842.6 miles de millones de pies cúbicos del volumen anterior son de gas asociado y 5,030.7 miles de millones de pies cúbicos corresponden a gas no asociado. El mayor porcentaje del volumen original posible de gas asociado, se ubica en los campos del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo con 21,224.9 miles de millones de pies cúbicos. Respecto al volumen original posible de gas no asociado, el Activo Integral Burgos concentra la mayor parte del mismo con 3,279.0 miles de millones de pies cúbicos.

Aceite crudo y gas natural

Al 1 de enero de 2014, el volumen original probado de aceite presenta un decremento de 406.5 millones de barriles con respecto al año anterior. Esta variación negativa se localiza principalmente en los campos que conforman el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo (ATG) así como en Bedel y Nejo. Para el primer y segundo caso, la evaluación de pozos de desarrollo terminados durante 2013 permitió realizar ajustes en los valores de propiedades petrofísicas que generaron una reducción de 231.2 y 199.6 millones de barriles de aceite, respectivamente. Mientras que para el campo Nejo se realizó una evaluación del volumen original con la que se obtuvo una reducción de 248.1 millones de barriles. En contraparte, la incorporación de reservas permitió adicionar volúmenes originales de aceite, siendo la más importante la del campo Eltreinta con la incorporación de 231.5 millones de barriles de aceite. Con respecto al volumen original de gas probado de la región, éste muestra un incremento de 475.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que se observó principalmente en los campos Nejo y Reynosa del Activo Integral Burgos con 306.6 y 417.6 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Estas variaciones resultaron de la terminación de 85 pozos de desarrollo en el campo Nejo y por una reevaluación del volumen original en el campo Reynosa.

Con respecto al año anterior, el volumen original probable de aceite y gas natural regional, al 1 de enero de 2014, registran decrementos por 4,374.7 millones de

barriles y 2,631.5 miles de millones de pies cúbicos; estas variación se deben principalmente a la reclasificación de volúmenes originales de la categoría probable a posible como resultado del desarrollo de campos en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo.

Los volúmenes originales posibles de aceite y gas natural, al 1 de enero del presente año, identifican incrementos por 5,583.6 millones de barriles y 11,687.8 miles de millones de pies cúbicos, incrementos que se originan principalmente por la reclasificación de volúmenes originales de la categoría probable a posible en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo por 4,590.3 millones de barriles y 7,473.1 miles de millones pies cúbicos. Otras contribuciones importantes en los incremento de volúmenes en esta categoría fue originada por los descubrimientos realizados durante 2013, siendo los más importantes Maximino con 1,187.1 millones de barriles y 3,577.8 miles de millones pies cúbicos y Exploratus con 464.7 millones de barriles y 1,329.0 miles de millones pies cúbicos.

5.3.2 Evolución de las reservas

La Región Norte presenta una reserva probada de aceite, al 1 de enero de 2014, de 871.8 millones de barriles, mientras que la de gas natural alcanza los 3,510.8 miles de millones de pies cúbicos. De este volumen, las reservas probadas desarrolladas suman 333.2 millones de barriles de aceite y 2011.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Mientras que las reservas probadas no desarrolladas de aceite y gas natural, son 538.6 millones de barriles y 1,499.5 miles de millones de pies cúbicos.

Las reservas probables de la región son 3,439.7 millones de barriles de aceite y 10,809.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, mientras que las posibles ascienden a 6,534.4 millones de barriles de aceite y 17,716.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

De acuerdo a los datos anteriores, al 1 de enero de 2014, las reservas de aceite y gas natural 2P de la región, es decir, la adición de las reservas probada y probable, asciende a 4,311.6 millones de barriles de aceite y 14,320.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural; y las reservas de aceite y gas natural 3P, esto es, la suma de las reservas probadas, probables y posibles de aceite y gas, suman 10,845.9 millones de barriles y 32,036.8 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

La evolución histórica de las reservas remanentes de crudo y gas natural en las categorías probada, probable y posible se muestran en las figuras 5.16 y 5.17. Por otra parte, la composición de acuerdo al tipo de

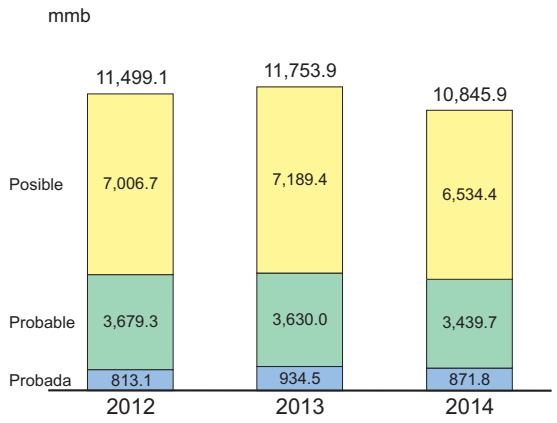


Figura 5.16 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Norte en los últimos tres años.

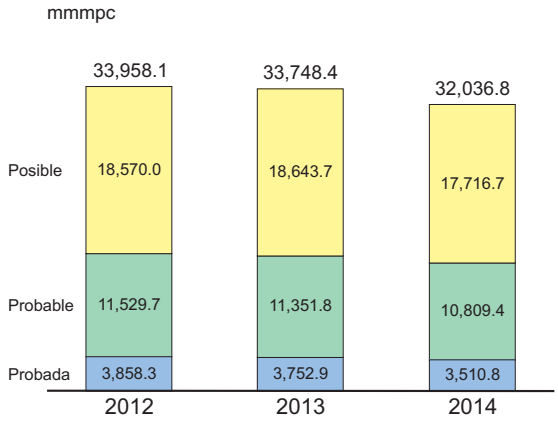


Figura 5.17 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Norte en los últimos tres años.

Cuadro 5.10 Composición de las reservas por activo de la Región Norte.

Reserva	Aceite			Gas natural	
Activo	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
1P	**470.3**	**384.1**	**17.4**	**1,323.7**	**2,187.1**
Aceite Terciario del Golfo	342.7	253.3	10.7	948.8	0.0
Burgos	0.0	0.3	6.7	26.8	1,653.8
Poza Rica-Altamira	118.8	91.3	0.0	308.4	44.3
Veracruz	8.7	39.1	0.0	39.7	489.0
2P	**1,596.3**	**2,306.8**	**408.5**	**11,064.1**	**3,256.0**
Aceite Terciario del Golfo	1,422.7	2,088.5	399.7	10,549.1	0.0
Burgos	0.0	1.7	8.7	42.8	2,569.5
Poza Rica-Altamira	161.8	148.7	0.0	412.3	112.3
Veracruz	11.8	67.9	0.0	60.0	574.2
3P	**3,595.2**	**5,719.4**	**1,531.3**	**26,760.4**	**5,276.4**
Aceite Terciario del Golfo	3,028.7	5,387.4	1,251.2	25,005.1	0.0
Burgos	0.0	5.3	12.1	74.9	3,874.5
Poza Rica-Altamira	551.3	223.4	268.0	1,575.7	746.4
Veracruz	15.1	103.4	0.0	104.7	655.5

fluido y para cada uno de los activos que conforman la región, en términos de las reservas 1P o probada, 2P y 3P, son mostradas en el cuadro 5.10.

Haciendo un comparativo de las reservas probadas de la región al 1 de enero de 2014, con respecto al total nacional, la reserva probada de aceite de la Región Norte comprende 8.9 por ciento, mientras que la de gas natural alcanza 21.2 por ciento. A nivel regional, el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo comprende el 69.6 por ciento de la reserva probada de aceite, seguido del Activo de Producción Poza Rica-Altamira con 24.1 por ciento. Respecto a la reserva probada de gas natural el Activo Integral Burgos ocupa la primera posición con 47.9 por ciento, mientras que el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo suma 27.0 por ciento.

Respecto a la reserva probada desarrollada de aceite de la región, ésta ocupa 5.1 por ciento del total nacional, en tanto que su reserva probada desarrollada de gas natural alcanza 19.8 del volumen del país. A nivel región, la reserva probada desarrollada de aceite del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo presenta el porcentaje más elevado con 57.6 por ciento, mientras que el Activo de Producción Poza Rica-Altamira presenta el 35.3 por ciento. En cuanto a la reserva de gas natural en la misma categoría, el Activo Integral Burgos concentra 53.8 por ciento del volumen regional, seguido del Activo de Producción Veracruz con 17.5 por ciento.

Las reservas probadas no desarrolladas de aceite y gas natural de la Región Norte, representan 16.6 y 23.5 por ciento de los totales nacionales, respectivamente. El Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo posee el porcentaje más elevado de las reservas de crudo de la región con 77.0 por ciento. De la misma forma, el citado activo concentra el porcentaje más alto de las reservas probadas no desarrolladas de gas natural de la región, con 41.1 por ciento, ubicándose a continuación el Activo Integral Burgos con un porcentaje igual a 40.0 por ciento.

En cuanto a la reserva probable de crudo de la Región Norte, ésta significa a nivel nacional 44.1 por ciento,

mientras que su reserva de gas natural es 64.7 del volumen nacional. A nivel regional, el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, tiene el mayor porcentaje de esta reserva con 96.1 por ciento del aceite y 88.8 por ciento del gas natural.

Las reservas posibles de aceite y gas natural de la Región Norte, también resultan de gran relevancia a nivel nacional al ocupar 55.8 y 67.1 por ciento de los totales del país, respectivamente. En el plano regional, el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo concentra los mayores volúmenes de reservas de crudo y gas natural, con 88.1 y 81.6 por ciento, respectivamente.

Al 1 de enero de 2014, las reservas totales o 3P de la región, es decir, la adición de las reservas probada, probable y posible, son 10,845.9 millones de barriles de aceite y 32,036.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural; valores que permiten a la Región Norte tener los mayores volúmenes de reservas en esta categoría, siendo el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo el posee las reservas 3P de crudo y gas de la región más elevadas del país con 9,667.4 millones de barriles y 25,005.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que a nivel nacional representan 33.0 por ciento de la reserva 3P de aceite y 41.9 por ciento del volumen para el gas natural.

Aceite crudo y gas natural

En comparación con el año anterior, la reserva probada de aceite de la Región Norte presenta un decremento de 9.8 millones de barriles. Este decremento, resulta del efecto combinado de la producción anual, la cual equivale a 52.9 millones de barriles de crudo, a los resultados adversos durante el desarrollo del campo Remolino donde se redujeron reservas por 17.3 millones de barriles, a la presencia de agua en los campos Aguacate y Carpa donde se perdieron reservas por 6.7 y 8.3 millones de barriles de aceite y al comportamiento de la presión-producción en el campo Tamaulipas-Constituciones que generó una pérdida de 5.7 millones de barriles. En contraparte, los resultados satisfactorios del desarrollo del campo Nejo sustentó un incremento por 4.8 millones de barriles y un mejor comportamiento de la presión-producción en el campo Arenque incrementaron las reservas en 2.5 millones de barriles. Por otra parte, los descubrimientos generaron incrementos en las reservas probadas, siendo el más importante el realizado con el campo Eltreinta con 18.7 millones de barriles.

A diferencia de las reservas probadas de aceite, la reserva probada de gas natural, al 1 de enero de 2014, presenta una variación positiva de 510.0 miles de millones de pies cúbicos, aun habiendo tenido una producción anual de 752.1 miles de millones de pies cúbicos. Este incremento es atribuible esencialmente a las actividades de desarrollo de campos y en menor medida a las revisiones realizadas al comportamiento de los yacimientos. De esta forma, el incremento por el primer concepto se observó principalmente en los campos Agua Fría, Corralillo, Coapechaca, Furbero, Humapa, Cuitláhuac, Nejo y Gasífero, que conjuntamente adicionaron 237.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Mientras tanto en el segundo concepto, los principales campos con incrementos fueron: Arcabuz, Comitas, Corindón, Cuervito, Culebra, Fundador, Palmito, Topo del Activo Integral Burgos así como Tajín y Papan, que conjuntamente adicionaron 131.4 miles de millones de pies cúbicos. Asimismo, las adiciones exploratorias de gas natural contribuyeron con 112.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, siendo las más atractivas las realizadas con los pozos Eltreinta-1 y Kamelot-1 que incorporaron 69.3 y 12.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente.

La reserva probable de la Región Norte alcanzó un valor de 3,439.7 millones de barriles y 10,809.4, miles de millones de pies cúbicos. En esta categoría se registran reducciones en aceite por 190.3 millones de barriles y 542.4 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente Las reducciones de aceite se originaron

principalmente en campos del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, con 163.2 millones de barriles y 566.9 miles de millones de pies cúbicos, siendo los campos Remolino, Miahuapán, Miquetla, Sitio y Tenexcuila, donde se tienen las mayores reducciones. Sin embargo, dichas reducciones en las reservas probables fueron en parte compensadas por los descubrimientos que en esta categoría alcanzaron 12.9 millones de barriles de aceite y 37.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Las reservas posibles de aceite y gas natural de la región al 1 de enero de 2014 ascienden a 6,534.4 millones de barriles y 17,716.7 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. En comparación al año anterior, los volúmenes mencionados muestran decrementos por 655.0 millones de barriles de aceite y 927.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estas variaciones negativas se relacionan principalmente con la desincorporación de 853.9 millones de barriles de aceite y 2,068.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural de los campos del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, como consecuencia de los resultados adversos obtenidos en las pruebas piloto para la inyección de agua. Sin embargo, los grandes descubrimientos realizados en aguas profundas del Golfo de México, con los pozos Exploratus-1 y Maximino-1 permitieron reducir las desincorporaciones a nivel regional en esta categoría de reservas. La distribución de las reservas remanentes de gas por activo se muestra en el cuadro 5.11.

Petróleo crudo equivalente

En términos de petróleo crudo equivalente la reserva probada de la región, al 1 de enero de 2014, es de 1,580.9 millones de barriles, lo que a nivel nacional representa 11.8 por ciento. La distribución por activo de petróleo crudo equivalente se detalla en la figura 5.18. Al comparar esta reserva con la del año anterior se observa un incremento de 88.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, debido principalmente a las actividades de desarrollo de campos realizadas durante el año 2013 y al descubrimiento del campo Eltreinta del Activo de Producción Veracruz.

Cuadro 5.11 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Norte al 1 de enero de 2014.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada		**3,510.8**	**3,271.9**	**3,058.9**
	Aceite Terciario del Golfo	948.8	856.7	735.4
	Burgos	1,680.5	1,605.0	1,559.3
	Poza Rica-Altamira	352.8	290.5	264.0
	Veracruz	528.7	519.7	500.2
Probable		**10,809.4**	**10,218.6**	**8,897.7**
	Aceite Terciario del Golfo	9,600.3	9,088.6	7,802.2
	Burgos	931.7	890.5	865.0
	Poza Rica-Altamira	171.8	135.4	128.7
	Veracruz	105.5	104.1	101.8
Posible		**17,716.7**	**16,825.9**	**14,663.1**
	Aceite Terciario del Golfo	14,456.1	13,666.9	11,732.4
	Burgos	1,337.1	1,278.9	1,253.7
	Poza Rica-Altamira	1,797.5	1,758.3	1,559.9
	Veracruz	126.0	121.8	117.2

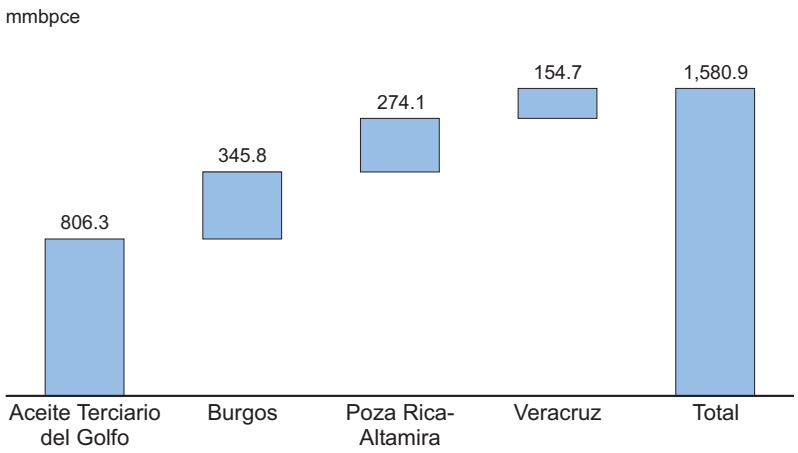


Figura 5.18 Reservas probadas al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Norte.

La reserva probable de petróleo crudo equivalente alcanzó 5,793.2 millones de barriles, que a nivel nacional implica 50.9 por ciento del total nacional. Con respecto al año 2013, existe un decremento de reservas por va 299.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la cual obedece fundamentalmente a las actividades de desarrollo y revisiones realizadas en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo. La figura 5.19 muestra la distribución por activo de la reserva en cuestión.

Con respecto a la reserva posible de petróleo crudo equivalente, ésta tiene un valor de 10,405.1 millones de barriles, que significa 60.0 por ciento del volumen nacional. La figura 5.20 ilustra el detalle de los volúmenes de reserva posible para los activos que conforman la Región Norte. Con respecto al año 2013, las reservas actuales presentan una variación negativa por 827.5 millones de barriles, que se originó principalmente en los campos del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, por los resultados obtenidos, hasta ahora, en las pruebas piloto de inyección de agua donde se desincorporaron 1,279.6 millones de barriles. Sin embargo, este decremento fue compensado por las incorporaciones exploratorias realizadas en aguas profundas del Golfo de México, donde se adicionaron 673.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con el descubrimiento de los campos Exploratus y Maximino.

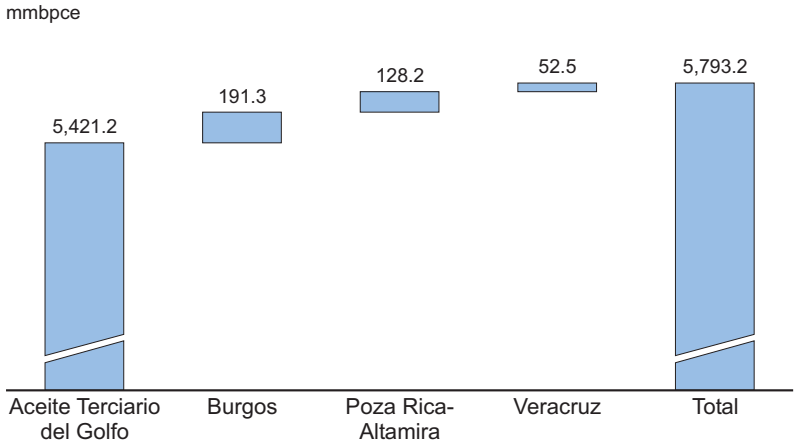


Figura 5.19 Reservas probables al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Norte.

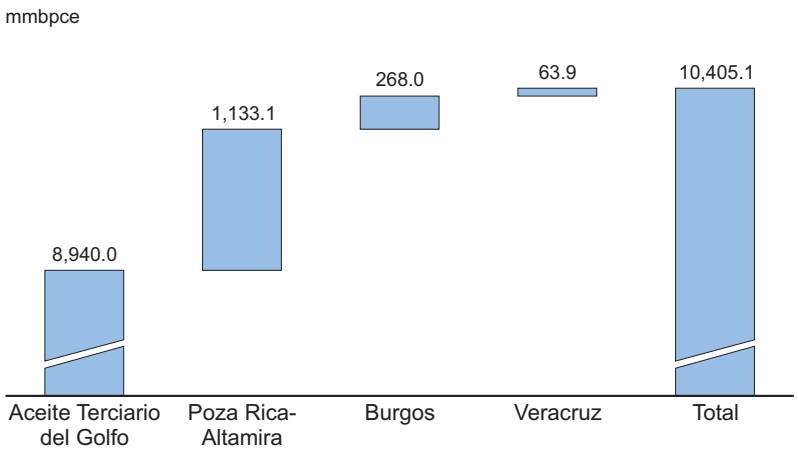


Figura 5.20 Reservas posibles al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Norte.

En cuanto a las reservas totales o 3P de petróleo crudo equivalente de la Región Norte al 1 de enero de 2014, éstas alcanzan 17,779.1 millones de barriles, valor que significa el 42.2 por ciento de la reserva del país. A nivel regional, el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo concentra el mayor porcentaje de esta reserva con 85.3 por ciento, siendo este activo de producción también el de mayor reserva 3P a nivel nacional. En relación con el año anterior, la reserva 3P de petróleo crudo equivalente presenta un decremento de 1,234.6 millones de barriles, valor que se genera por los resultados que se han obtenido hasta ahora en las pruebas piloto de inyección de agua en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo. La figura 5.21 presenta los elementos de cambio para la reserva 3P de la Región Norte.

Relación reserva-producción

Este concepto, es el resultado de dividir la reserva, para una categoría en particular, entre la producción anual, para el caso de la reserva 1P de la Región Norte en términos de crudo equivalente y la producción del año 2013 también en los mismos términos, la relación resulta de 8.1 años. Además, cuando se considera la suma de las reservas probadas y probables de crudo equivalente, esto es, la reserva 2P de la región, el cociente resulta de 37.6 años, en tanto que al involucrar la reserva total de crudo equivalente o 3P, la cual resulta de adicionar las reservas probada, probable y posible, la relación alcanza 90.6 años. Es pertinente mencionar que las diferencias entre los valores anteriores se deben al hecho que cuando se involucran

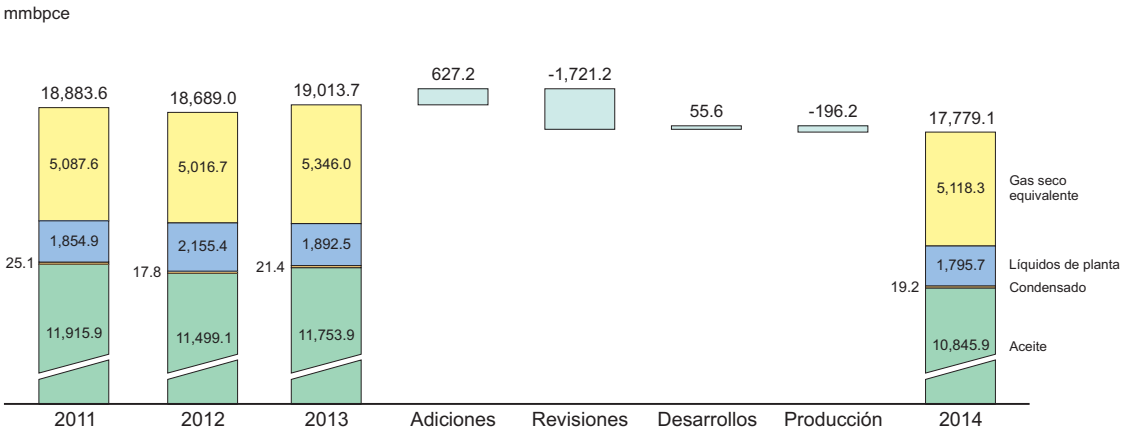


Figura 5.21 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Norte.

Cuadro 5.12 Evolución de las reservas por tipo de fluido en la Región Norte.

Año	Reserva	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco mmbpce	Total mmbpce
2012	**Total**	**11,499.1**	**17.8**	**2,155.4**	**5,016.7**	**18,689.0**
	Probada	813.1	9.7	106.3	646.1	1,575.2
	Probable	3,679.3	3.9	784.2	1,701.8	6,169.3
	Posible	7,006.7	4.2	1,264.9	2,668.7	10,944.5
2013	**Total**	**11,753.9**	**21.4**	**1,892.5**	**5,346.0**	**19,013.7**
	Probada	934.5	10.3	107.4	636.4	1,688.5
	Probable	3,630.0	5.5	671.6	1,785.4	6,092.6
	Posible	7,189.4	5.5	1,113.5	2,924.2	11,232.6
2014	**Total**	**10,845.9**	**19.2**	**1,795.7**	**5,118.3**	**17,779.1**
	Probada	871.8	10.3	110.6	588.1	1,580.9
	Probable	3,439.7	5.1	637.6	1,710.8	5,793.2
	Posible	6,534.4	3.9	1,047.5	2,819.3	10,405.1

las reservas 2P y 3P de la región, consecuentemente se incluyen las asociadas al Activo de Producción Aceite Terciario de Golfo, las cuales a nivel nacional continúan ocupando el primer lugar.

Con respecto a la relación reserva-producción de aceite para la reserva probada, ésta resulta de 16.5 años. Para la reserva 2P de aceite, la relación es de 81.5 años, mientras que este valor para la reserva 3P es de 205.02 años. Como se indicó al principio de la sección, los cálculos involucran la producción regional para el año en cuestión, en este caso la correspondiente a crudo, la cual para el año 2013 fue de 52.9 millones de barriles. Cuando se considera la producción anual de gas natural del 2013, es decir, 752.1 miles de millones de pies cúbicos y la reserva probada correspondiente, la relación es de 4.7 años, en tanto que cuando se considera la reserva 2P el cociente es de 19.0 años, y de 42.6 años para la reserva 3P de gas natural.

Reservas por tipo de fluido

La evolución histórica de las reservas en base al tipo de fluido para la Región Norte se muestra en el cuadro 5.12. De esta forma, se puede determinar que 55.1 por ciento de su reserva probada corresponde a crudo, 37.2 por ciento a gas seco equivalente a líquido, 7.0 por ciento son líquidos de planta y el porcentaje más pequeño corresponde de 0.7 por ciento es condensado. Asimismo, la reserva probable de la región está compuesta en 59.4 por ciento por aceite, 29.5 por ciento del volumen corresponde a gas seco equivalente a líquido, 11.0 por ciento se refiere a líquidos de planta y el porcentaje restante para el total es condensado con 0.1 por ciento. Finalmente, la reserva posible de la región se conforma en términos porcentuales por 62.8 por ciento de aceite, 27.1 por ciento de gas seco equivalente a líquido, 10.1 por ciento son líquidos de planta y un porcentaje mínimo para conformar el total corresponde al condensado.

5.4 Región Sur

La superficie de la Región Sur es de 921,489 kilómetros cuadrados cubriendo la totalidad de los estados de Tabasco, Campeche, Yucatán, Quintana Roo, Chiapas y Oaxaca, y de manera parcial los estados de Veracruz, Oaxaca, Puebla, Michoacán y Guerrero,

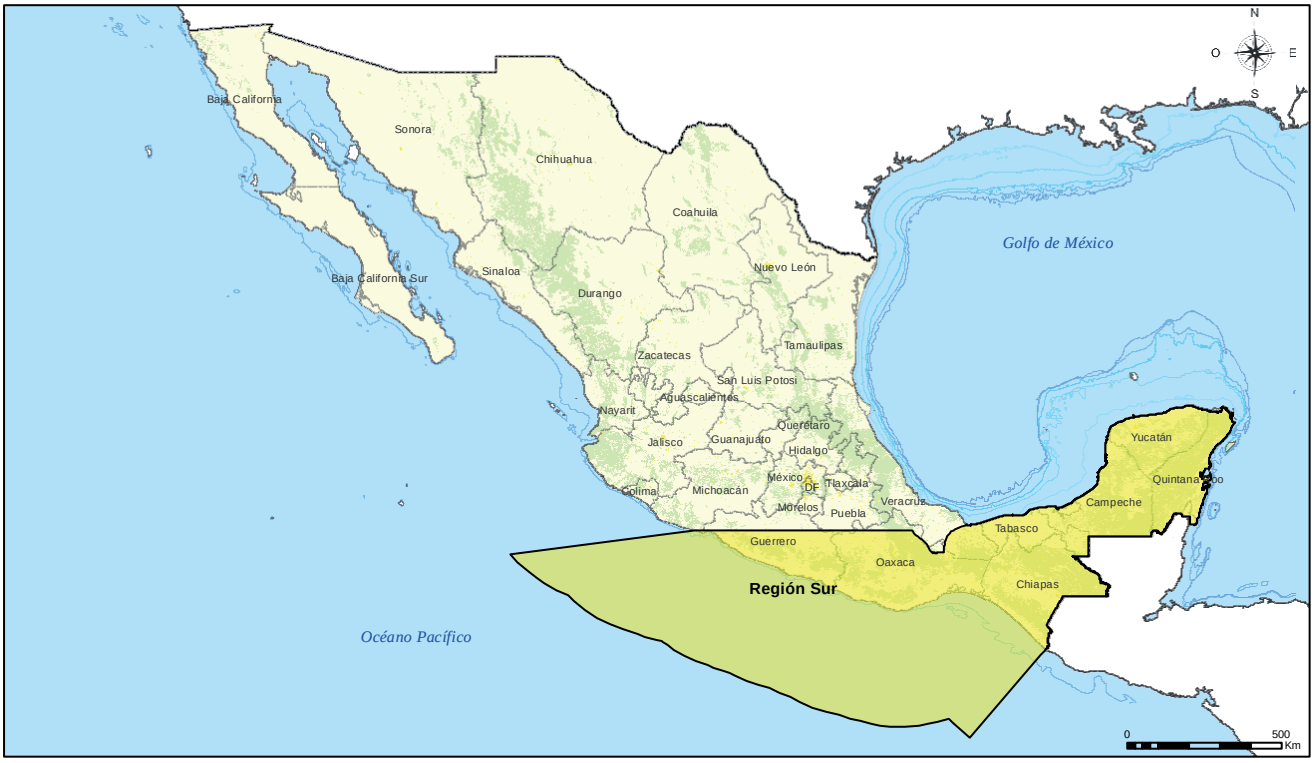


Figura 5.22 Cobertura geográfica de la Región Sur. Su extensión comprende los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo.

así como una porción marina frente a las costas de los estados de Guerrero, Oaxaca y Chiapas. Al Norte colinda con la Región Marina Suroeste y la Región Marina Noreste así como con la Región Norte en el paralelo 18 grados; al Sur y Poniente con el Océano Pacífico, figura 5.22. Administrativamente está conformada por cuatro activos de producción: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana-Muspac y Samaria-Luna. Al cierre del año 2013 la región administró 125 campos con reservas totales o 3P, los cuales se encuentran distribuidos de la siguiente forma: Activo de Producción Bellota-Jujo, 31 campos; Activo de Producción Cinco Presidentes, 25 campos; Activo de Producción Macuspana-Muspac, 54 campos y Activo de Producción Samaria-Luna, 15 campos.

Durante el año 2013, la contribución de la Región Sur, en lo que se refiere a producción de hidrocarburos, fue de 175.5 millones de barriles de aceite y 573.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural que significaron 307.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. A pesar de la madurez de los campos en producción en la región, la aportación de la producción a nivel nacional de aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente fue de 19.1, 24.7 y 23.1 por ciento respectivamente.

5.4.1. Evolución de los volúmenes originales

Al 1 de enero de 2014, el volumen original probado de aceite de la región ha sido estimado en 35,954.8 millones de barriles, que representa 22.3 por ciento del volumen del país en dicha categoría. Con respecto al año anterior se tiene un incremento de 1.5 por ciento, derivado de las actividades de exploración, revisión y desarrollo de campos. A nivel regional, los activos de producción Bellota-Jujo y Samaria-Luna contienen la mayor parte del volumen, esto es, 11,691.3 y 11,528.4 millones de barriles de aceite, respectivamente, cuya adición significa 64.6 por ciento del total de la región y presentan un incremento de

1.8 por ciento con respecto al 1 de enero de 2013. En lo que corresponde a los activos de producción Cinco Presidentes y Macuspana-Muspac, estos registran 7,071.1 y 5,664.0 millones de barriles de aceite, respectivamente, que sumándolos representan 35.4 por ciento del volumen regional, mostrando un incremento de 1.0 por ciento con respecto al año anterior. El cuadro 5.13 ilustra el comportamiento de los volúmenes originales de aceite y gas natural en sus diferentes categorías, reportados al 1 de enero de los años 2012 a 2014.

En cuanto al volumen original probable de aceite de la Región Sur, éste alcanzó 2,392.5 millones de barriles, que representan 5.0 por ciento del total nacional, lo que a su vez significa un decremento con respecto al año pasado de 13.0 por ciento, esto como resultado de las actividades de desarrollo y revisión. El mayor volumen original probable de aceite corresponde nuevamente a los activos de producción Bellota-Jujo y Samaria-Luna, que suman 2,078.7 millones de barriles, equivalentes a 86.9 por ciento de la región. Por otro lado, los otros dos activos de producción Cinco Presidentes y Macuspana-Muspac reportan en conjunto 313.8 millones de barriles, lo que representa 13.1 por ciento de la región.

Cuadro 5.13 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Sur.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2012	**Total**	**39,255.7**	**74,271.0**
	Probado	35,039.0	68,604.0
	Probable	2,740.1	3,616.4
	Posible	1,476.6	2,050.7
2013	**Total**	**40,367.9**	**77,762.3**
	Probado	35,419.8	69,648.2
	Probable	2,751.2	3,650.8
	Posible	2,196.9	4,463.2
2014	**Total**	**40,717.7**	**78,517.8**
	Probado	35,954.8	69,318.1
	Probable	2,392.5	3,120.5
	Posible	2,370.4	6,079.2

En lo que concierne al volumen original posible de aceite tuvo una adición de 173.5 millones de barriles con respecto a 2013 por incorporación, revisión y desarrollo de campos, éste se ubicó en 2,370.4 millones de barriles, que equivalen a 4.2 por ciento del volumen nacional. El Activo de Producción Samaria-Luna contiene 1,522.2 millones de barriles en sus campos, lo que equivale al 64.2 por ciento del total regional.

En lo que se refiere al volumen original de gas natural de la Región Sur, al 1 de enero de 2014 se tienen 69,318.1 miles de millones de pies cúbicos en la categoría probada, que constituyen 35.2 por ciento del total nacional. El 68.2 por ciento regional corresponde a la adición de los activos de producción Macuspana-Muspac y Samaria-Luna, es decir, 47,275.6 miles de millones de pies cúbicos, presentando un decremento por desarrollo y revisiones de los campos de estos activos. Adicionalmente, 22,042.5 miles de millones de pies cúbicos están distribuidos en los activos de producción Bellota-Jujo y Cinco Presidentes, y equivalen a 31.8 por ciento de la región.

En lo referente a los volúmenes originales probables, éstos ascienden a 3,120.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, es decir, muestran un decremento de 14.5 por ciento con respecto al año anterior, originado principalmente por revisiones y desarrollo de campos. El 84.6 por ciento del volumen original probable de la región corresponde a la adición de los activos de producción Bellota-Jujo y Macuspana-Muspac y el 15.4 por ciento a los activos de producción Samaria-Luna y Cinco Presidentes.

Para los volúmenes posibles, estos se ubican en 6,079.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, con respecto al año anterior, representan un incremento de 36.2 por ciento causado al igual que en los casos anteriores por desarrollo y revisiones de campos. La suma de los volúmenes de los

activos de producción Bellota-Jujo y Samaria-Luna que son los que tienen los valores más altos, engloban el 74.7 por ciento del volumen original posible de la región, mientras que los dos activos restantes, Macuspana-Muspac y Cinco Presidentes concentran 25.3 por ciento del total regional.

Aceite crudo y gas natural

La Región Sur registra al 1 de enero de 2014 un ligero incremento de 0.9 por ciento de su volumen original total o 3P de aceite en comparación al año anterior, ubicándose en 40,717.7 millones de barriles de aceite. Este incremento se origina principalmente debido a la actualización del modelo estático del campo Terra, como resultado de la perforación y terminación de los pozos Terra-21, 114 y 123 y a la incorporación del nuevo campo nuevo Ayocote en el Activo de Producción Cinco Presidentes.

Por lo que concierne al volumen original total o 3P de gas natural, éste alcanza un valor de 78,517.8 miles de millones de pies cúbicos, que presenta nuevamente un ligero incremento de 1.0 por ciento con respecto al año anterior, mismo que ocurre, como en el caso del aceite, porque se tiene un nuevo modelo estático en el campo Terra y a la actualización de la relación gas-aceite en el campo Samaria Terciario de 56.1 a 314.4 pies cúbicos por barril.

Al 1 de enero de 2014, el volumen original de aceite probado es de 35,954.8 millones de barriles de aceite, es decir, 1.5 por ciento mayor con respecto al año anterior. Esta variación positiva se origina principalmente en los activos de producción Samaria-Luna y Bellota-Jujo, donde los campos Terra, Madrefil y Samaria, aumentaron sus volúmenes en 110.1, 102.9 y 63.8 millones de barriles de aceite, respectivamente. Como se comentó anteriormente, en el campo Terra esta diferencia se debe a la actualización de su respectivo modelo estático y a los resultados satisfactorios obtenidos en los pozos Terra-114 y 123 a nivel Cretácico Medio. Para el caso de Madrefil se ajusta su volumen original debido a la revisión y actualización del modelo geológico del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano con los resultados de la perforación y terminación del pozo Madrefil-11, lo que generó reclasificación del volumen probable a probado y finalmente en el caso del campo Samaria también se actualizó el modelo estático de las arenas 6-4-1 del Terciario.

Para el volumen original probado de gas natural al 1 de enero de 2014, la cifra es de 69,318.1 miles de millones de pies cúbicos, que significa un decremento de 0.5 por ciento en relación al año pasado. Este pequeño decremento se atribuye a los campos Cupache y Nelash por 1,119.7 miles de millones de pies cúbicos. Para el caso del campo Cupache el ajuste en el volumen es por la actualización de las propiedades Presión-Volumen-temperatura (PVT) del fluido del campo y en el caso del campo Nelash se debe a la actualización del modelo estático por la perforación y terminación de los pozos de desarrollo Nelash-14 y 43.

En cuanto al volumen original de aceite probable, se tiene un decremento de 13.0 por ciento con respecto al reportado al 1 de enero de 2013, lo cual equivale a 358.7 millones de barriles. Disminución que se presenta principalmente en los campos Madrefil, Samaria, Pareto y Tokal. Para el caso de estos campos esta variación se debe a la reclasificación de volumen probable a volumen probado por el éxito obtenido en las perforaciones y terminaciones de los pozos Madrefil-11, Pareto-2 y 4, Tokal-3 y 87 pozos en los yacimientos del Terciario del campo Samaria.

En lo que respecta al volumen original probable de gas natural, éste se situó al 1 de enero de 2014 en 3,120.5 miles de millones de pies cúbicos, lo que significa una disminución de 14.5 por ciento con respecto al año anterior. Gran parte de este decremento, es originado por la reclasificación de volumen probable a probado en los campos Madrefil y Pareto con 383.3 miles de millones de pies cúbicos por el resultado exitoso de las perforaciones y terminaciones llevadas

a cabo durante 2013 en estos campos. El incremento por la actividad exploratoria no fue suficiente para contrarrestar esta reducción.

El volumen original de aceite en la categoría de posible, se ubica en 2,370.4 millones de barriles, es decir, 7.9 por ciento superior al reportado al 1 de enero de 2013. Esta variación se justifica por los incrementos en los campos Ayocote, Jacinto y Tepeyil por 229.2 millones de barriles de aceite, para el primer campo se debe a que es una nueva incorporación debido al éxito obtenido en la perforación y terminación del pozo Ayocote-1; en el caso del segundo y tercer campo, se adiciono un área nueva como resultado del estudio del modelo estático y productividad para determinar el potencial de las formaciones del Terciario de estos campos.

Referente al volumen original posible de gas natural al 1 de enero de 2014, su valor es de 6,079.2 miles de millones de pies cúbicos, lo que representa un incremento considerable de 36.2 por ciento con respecto al año anterior. Esta variación positiva, como en el caso del aceite, se debe principalmente a la incorporación del campo Ayocote y del área nueva correspondiente al Terciario del campo Tepeyil, ocasionando un aumento de 1,744.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

5.4.2 Evolución de las reservas

La reserva probada de aceite al 1 de enero de 2014 se sitúa en 2,139.4 millones de barriles, esto significa, 21.8 por ciento de las reservas probadas del país. Para la reserva probada de gas natural, ésta alcanzó un cifra de 6,029.6 miles de millones de pies cúbicos, correspondiente a 36.4 por ciento del total de la reserva probada del país.

En cuanto a la desagregación de las reservas probadas, las probadas desarrolladas de aceite y gas natural alcanzaron 1,285.1 millones de barriles y 3,948.7 miles

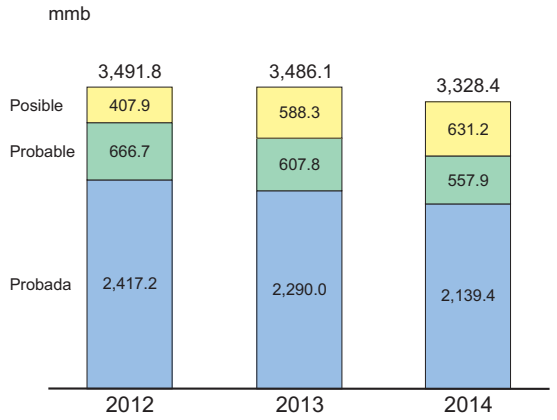


Figura 5.23 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Sur en los últimos tres años.

de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente, mientras que las probadas no desarrolladas son 854.3 millones de barriles de aceite y 2,081.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos valores representan 19.5 y 26.4 por ciento del total de la reserva probada desarrollada y no desarrollada de aceite del país, mientras que para la reserva probada desarrollada y no desarrollada de gas del país las cifras corresponden a 38.9 y 32.6 por ciento. En cuanto a las reservas probadas desarrolladas en la región, los campos con mayor participación son los que integran el complejo Antonio J. Bermúdez y el campo Jujo-Tecominoacán con 315.3 y 278.1 millones de barriles de aceite y 957.2 y 611.6 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

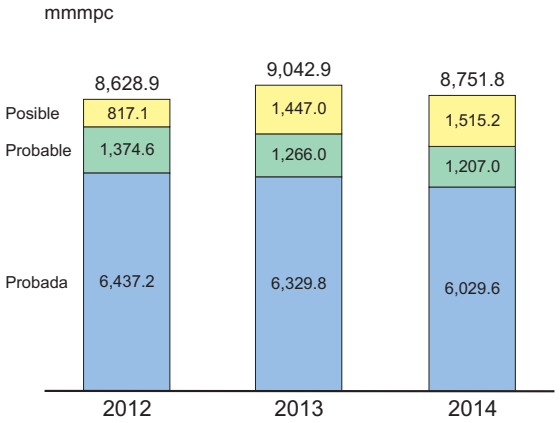


Figura 5.24 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Sur en los últimos tres años.

Al 1 de enero del 2014, las reservas 2P son 2,697.3 millones de barriles de aceite y 7,236.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En términos de reserva 3P, se tienen en la Región Sur 3,328.4 millones de barriles de aceite y 8,751.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En las figuras 5.23 y 5.24 se aprecian las variaciones de las reservas de aceite y gas natural durante los últimos tres años. En el cuadro 5.14 se indica, a nivel activo, la distribución de las reservas 1P, 2P y 3P clasificadas como aceite pesado, ligero y superligero; y para el gas, en términos de asociado y no asociado. Cabe aclarar que el gas no asociado incluye el correspondiente a los yacimientos de gas y condensado, gas húmedo y gas seco.

En términos de reserva probada de aceite, los aceites de tipo ligero y superligero dominan la composición de la región con 95.4 por ciento, mientras que la contribución del aceite pesado alcanza 4.6 por ciento. En cuanto a la reserva probada de gas natural, 82.8 por ciento es gas asociado, y el resto corresponde a gas no asociado. Los principales campos de gas asociado siguen siendo Jujo-Tecominoacán y los del complejo Antonio J. Bermúdez: Íride, Cunduacán, Samaria y Oxiacaque con 2,882.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, mientras que los de gas no asociado son Costero, Giraldas, Ribereño y Chiapas-Copanó con 668.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos cuatro últimos campos son yacimientos de gas y condensado, mientras que los campos mayores de gas seco o gas húmedo son Narváez, José Colomo y Usumacinta con 70.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

La reserva probable de aceite, reportada al 1 de enero del año 2014, es 557.9 millones de barriles que representan el 7.2 por ciento del total nacional. Además, la reserva probable de gas alcanza 1,207.0 miles de millones de pies cúbicos, al igual que para el aceite equivale a 7.2 por ciento del total del país. La reserva posible contribuye con 631.2 millones de barriles de aceite, que representa el 5.4 por ciento del total nacional, en tanto la reserva posible de gas natural se sitúa en 1,515.2 miles de millones de pies cúbicos, es decir, el 5.7 por ciento nacional.

Cuadro 5.14 Composición de las reservas por activo de la Región Sur.

		Aceite			Gas natural	
Reserva	Activo	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
1P		**98.8**	**1,452.8**	**587.8**	**4,989.6**	**1,040.0**
	Bellota-Jujo	27.9	597.5	207.4	1,728.1	44.1
	Cinco Presidentes	19.9	166.7	7.2	289.5	16.0
	Macuspana-Muspac	0.7	40.2	84.3	326.1	937.8
	Samaria-Luna	50.3	648.5	288.9	2,646.0	42.1
2P		**157.5**	**1,671.5**	**868.3**	**5,890.4**	**1,346.2**
	Bellota-Jujo	31.0	712.8	376.6	2,096.7	67.8
	Cinco Presidentes	19.9	208.9	8.0	340.8	34.9
	Macuspana-Muspac	1.4	71.4	118.9	436.1	1,163.4
	Samaria-Luna	105.2	678.4	364.8	3,016.8	80.2
3P		**274.3**	**1,843.8**	**1,210.4**	**6,900.9**	**1,851.0**
	Bellota-Jujo	33.2	752.7	442.6	2,261.9	76.6
	Cinco Presidentes	19.9	315.1	10.3	448.9	86.4
	Macuspana-Muspac	1.4	97.6	171.4	552.6	1,607.8
	Samaria-Luna	219.8	678.4	586.0	3,637.5	80.2

Aceite crudo y gas natural

La reserva probada de aceite de la región al 1 de enero de 2014, presenta un incremento de 1.1 por ciento con respecto al año anterior, que se explica por los 24.9 millones de barriles en los conceptos de incorporaciones, revisiones y desarrollos. Los principales incrementos de reservas en esta categoría se encuentran en los campos Terra, Pareto y Madrefil y se deben a los resultados satisfactorios en la perforación y terminación de pozos de desarrollo durante 2013, los pozos perforados y terminados en estos campos fueron Terra-21, 123, 114, Pareto-2, 4 y Madrefil 11. Además de que también tuvieron un mejor comportamiento los pozos productores operando en estos campos. Las incorporaciones exploratorias adicionaron 5.0 millones de barriles de aceite. Los principales decrementos en esta categoría de reserva se tuvo en los campos Caparroso-Pijije-Escuintle por 17.3 millones de barriles debido al incremento en el flujo fraccional del agua del campo y en Jujo-Tecominoacán por el cierre de pozos con alto índice de agua y de relación gas-aceite con 16.4 millones de barriles. La producción de aceite del periodo fue de 175.5 millones de barriles.

Las reservas probadas de gas natural de la Región Sur, en comparación con el año anterior, muestran una variación positiva de 273.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, alcanzando al 1 de enero de 2014 un valor de 6,029.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Los campos que presentan los principales incrementos son Terra, Jujo-Tecominoacán, Cárdenas y Tizón por 271.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En los campos Terra y Tizón esta variación positiva se debe a los resultados exitosos obtenidos en la perforación y terminación de los pozos Terra-123, 114 y Tizón-216 y en los campos Jujo-Tecominoacán y Cárdenas se debe al incremento en la relación gas-aceite de los pozos productores operando en estos dos campos. Los principales decrementos se tienen en los campos Cunduacán, Caparroso-Pijije-Escuintle y Sen por 31.6, 31.2 y 31.0 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. En todos estos campos la disminución se debe al fuerte incremento en el flujo fraccional de agua. La producción en el periodo explica una disminución de 573.2 miles de millones de pies cúbicos.

En cuanto a las reservas probables de aceite de la región, al 1 de enero de 2014, el valor estimado es de 557.9 millones de barriles, lo que significa un decremento de 49.9 millones de barriles en comparación con la reserva al 1 de enero de 2013. Esta variación de reservas negativa se origina principalmente en los campos Samaria, Bricol y Pareto por 42.7 millones de barriles de aceite, en el campo Samaria se debe al incremento en el flujo fraccional de agua, en Bricol se llevó a cabo la actualización de los del modelos estático y dinámico del campo y finalmente en Pareto se reclasifican reservas probables a probadas por el éxito obtenido en las perforaciones y terminaciones de los pozos Pareto-2 y 4. Por otra parte, se tuvieron algunos incrementos en los campos Terra y Sini por 16.6 millones de barriles de aceite. Para el primer campo se debe al resultado de la perforación de los pozos de desarrollo Terra-21, 123 y 114, en el caso del segundo campo se trata de un campo nuevo, resultado de la actividad exploratoria realizada durante 2013.

La reserva probable de gas natural de la región presenta un decremento de 59.1 miles de millones de pies cúbicos con respecto al valor reportado el 1 de enero de 2013. De esta forma, al 1 de enero de 2014, la reserva asciende a 1,207.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Los decrementos se tuvieron principalmente en los campos Pareto, Tepetitán, Tizón y Bricol por 86.0 miles de millones de pies cúbicos. Para el caso de Pareto y Tizón se reclasifica reserva probable a probada por el éxito obtenido en los pozos perforados durante 2013, en Tepetitán se da de baja el yacimiento Caliza M-3 Bloque IV de acuerdo a la reinterpretación sísmica donde se evidencio un bajo estructural y por último en Bricol es por la actualización del modelo estático

y dinámico del campo. La actividad exploratoria solo aportó 21.9 miles de millones de pies cúbicos, por lo que no logro compensar los decrementos comentados anteriormente.

En cuanto a la reserva posible de aceite de la región al 1 de enero de 2014, ésta presenta un incremento de 42.9 millones de barriles de aceite con respecto a la reportada el 1 de enero de 2013, y se ubica en 631.2 millones de barriles. El incremento en cuestión se localiza principalmente en los campos Ayocote, Madrefil y Jacinto con 43.9, 13.9 y 12.3 millones de barriles de aceite, respectivamente. En el caso de Ayocote, se trata de una nueva incorporación exploratoria, Madrefil reclasifica reserva probable a posible por la actualización del modelo estático y dinámico del campo y Jacinto incorpora reserva posible en el área del Terciario. Los principales decrementos se tuvieron en los campos Bricol y Sunuapa por 39.0 millones de barriles. En Bricol se actualizo el modelo estático y dinámico y en Sunuapa se desincorpora el Bloque IV, debido a que actualmente ya se encuentra invadido de agua salada.

Por lo que respecta a las reservas posibles de gas natural, presentan un incremento con respecto al año anterior por 68.2 miles de millones de pies cúbicos, por lo que la reserva remanente alcanza un valor al 1 de enero de 2014 de 1,515.2 miles de millones de pies cúbicos. Las principales variaciones positivas se tienen en los campos Ayocote, Caparroso-Pijije-Escuintle y Sini con 96.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, debido principalmente al resultado de la actividad exploratoria realizada durante el año 2013, Ayocote y Sini son dos campos nuevos que incorporaron reservas posibles gracias a la perforación de los pozos Ayocote-1 y Sini-1 y en el caso del campo Caparroso-Pijije-Escuintle este aumento es debido al resultado exitoso del pozo exploratorio Tamarhu-1 que incorporo el yacimiento Escuintle BII. Los principales decrementos están en los campos Bricol y Terra con 52.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En el campo Bricol esta variación se debe a la actualización del modelo estático y dinámico del campo y en Terra es por la reclasificación de reserva posible a probada como resultado de la perforación exitosa de los pozos Terra-21,123 y 114. En el cuadro

Cuadro 5.15 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Sur al 1 de enero de 2014.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada		**6,029.6**	**5,820.4**	**4,579.8**
	Bellota-Jujo	1,772.2	1,715.7	1,338.8
	Cinco Presidentes	305.6	246.3	206.4
	Macuspana-Muspac	1,263.8	1,201.4	961.7
	Samaria-Luna	2,688.1	2,657.0	2,073.0
Probable		**1,207.0**	**1,151.3**	**917.3**
	Bellota-Jujo	392.3	379.7	296.3
	Cinco Presidentes	70.1	57.2	48.0
	Macuspana-Muspac	335.7	312.2	259.2
	Samaria-Luna	408.9	402.2	313.7
Posible		**1,515.2**	**1,437.2**	**1,141.1**
	Bellota-Jujo	174.0	167.9	132.5
	Cinco Presidentes	159.6	113.5	94.7
	Macuspana-Muspac	560.9	538.6	432.3
	Samaria-Luna	620.6	617.2	481.5

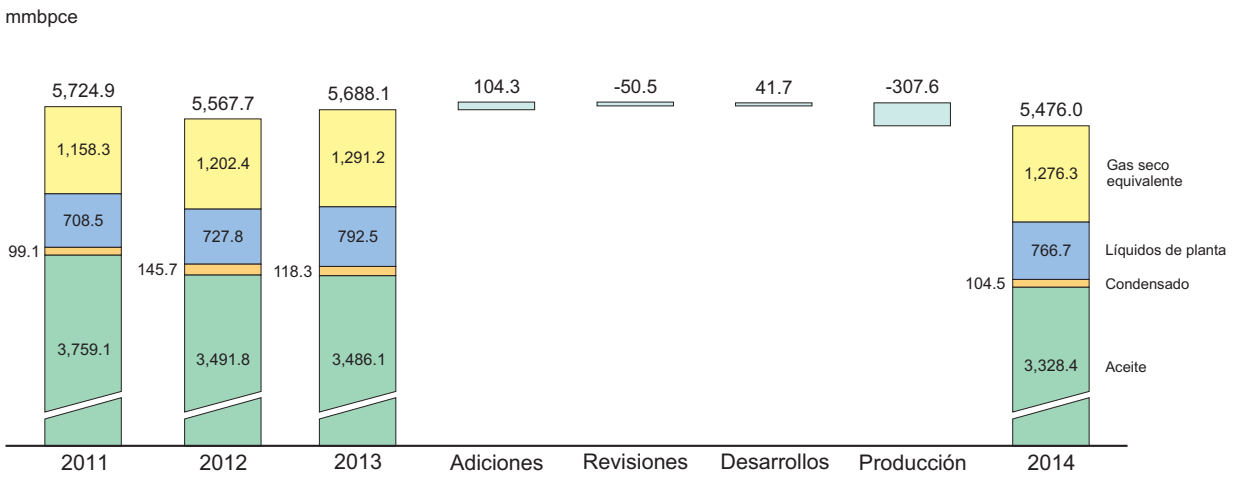


Figura 5.25 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Sur.

5.15 se muestra la distribución de las reservas de gas natural, gas entregado en planta y gas seco en las categorías de reservas probada, probable y posible.

Petróleo crudo equivalente

El volumen de la reserva 3P en términos de petróleo crudo equivalente, es decir, la adición de reservas probadas más probables más posibles, al 1 de enero de 2014 asciende a 5,476.0 millones de barriles, equivalente al 13.0 por ciento del total nacional. Este valor comparado con el del año anterior, presenta un incremento de 1.7 por ciento. La reserva 3P se localiza principalmente en los campos de los activos de producción Samaria-Luna y Bellota-Jujo, que concentran, 77.7 por ciento del total. En la figura 5.25 se presenta la variación que han sufrido las reservas 3P durante el año 2013, en comparación con los años 2011 y 2012.

La reserva probada de la Región Sur al 1 de enero de 2014 en términos de petróleo crudo equivalente asciende a 3,639.0 millones de barriles, volumen que significa 27.1 por ciento de la reserva probada nacional, figura 5.26. En comparación con el año anterior, la reserva presenta un incremento de 96.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, dicha variación positiva se origina principalmente con 101.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por la perforación y terminación exitosa

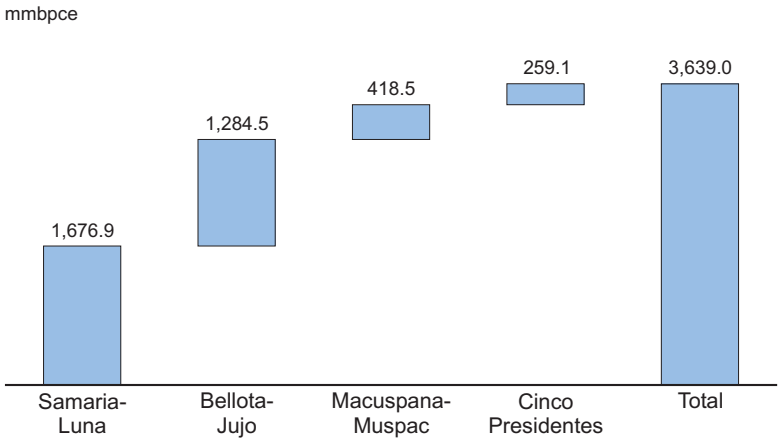


Figura 5.26 Reservas probadas al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Sur.

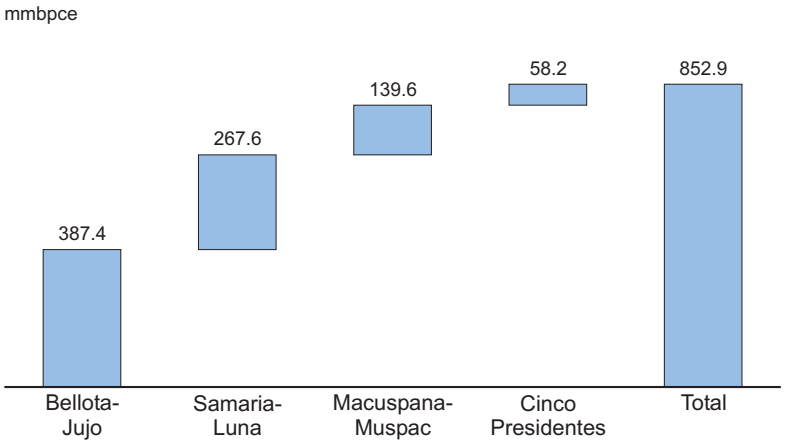


Figura 5.27 Reservas probables al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Sur.

de los pozos de desarrollo realizados durante 2013 en los campos Terra, Pareto, Tizón y Madrefil. Los descubrimientos debido a la actividad exploratoria aportaron 8.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El principal decremento se tuvo en el campo Caparroso-Pijije-Escuintle por 23.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente debido al incremento en el flujo fraccional de agua del campo. Además la producción en el período explica una disminución de 307.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Con relación a la reserva probable de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2014, la región totalizó 852.9 millones de barriles, que equivalen al 7.5 por ciento del total de las reservas probables del país, figura 5.27. Para esta categoría se presenta un decremento de 63.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en relación al volumen de reservas remanentes del año anterior. Esto se origina principalmente por el incremento en el flujo fraccional de agua en el campo Samaria, reclasificación de reservas probables a posibles por los resultados del pozo Navegante-1, reclasificación de reservas probables a probadas en el campo Pareto por el éxito obtenido en la perforación y terminación de los pozos Pareto-2 y 4 y por la actualización del modelo estático y dinámico del campo Bricol, totalizando 71.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El principal incremento se presenta en el campo Terra por 17.1 millones de barriles de petróleo

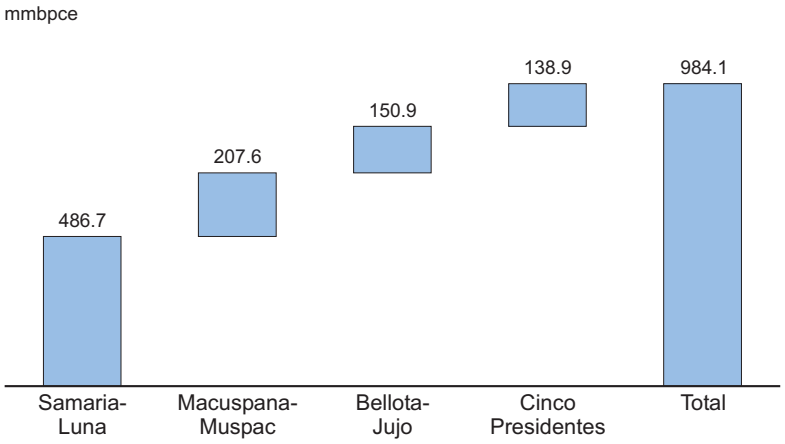


Figura 5.28 Reservas posibles al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Sur.

crudo equivalente, como resultado de la perforación y terminación exitosa de los pozos Terra-123 y 114.

La reserva posible al 1 de enero de 2014 es de 984.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que representa 5.7 por ciento del total del país, figura 5.28. Con relación al año anterior, la reserva posible de la región presenta un incremento de 63.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esta variación positiva se debe principalmente a los campos Ayocote y Navegante, que en conjunto aumentaron en 77.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En el caso del primer campo se trata de un campo nuevo, producto del resultado exitoso que tuvo la perforación y terminación del pozo exploratorio Ayocote-1 y para el segundo campo como ya se ha comentado anteriormente se debe a la reclasificación de reservas probables a posibles por no tenerse resultados positivos en el pozo Navegante-1. En lo que respecta a decrementos, el campo Bricol disminuye sus reservas por la actualización del modelo estático y dinámico y en Sunuapa se da de baja el Bloque IV, en el cuál se tenían programadas tres localizaciones a perforar, juntos disminuyen en 53.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción en petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2014, alcanza un valor de 11.8 años. El valor anterior es el cociente que resulta de dividir la reserva 1P entre la producción del año 2013, cuyo volumen es de 307.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En cuanto a la reserva 2P, resultado de adicionar las reservas probada y probable de petróleo crudo equivalente, la relación reserva-producción es de 14.6 años, mientras que la citada relación resulta de 17.8 años al considerar la reserva 3P o total. El Activo de Producción Bellota-Jujo presenta las mayores relaciones reserva-producción de la región en la categoría de reservas probadas, 2P y 3P con 16.9, 22.0 y 23.9 años, respectivamente.

Considerando la reserva probada de aceite, la relación reserva probada-producción de la región es 12.2 años, empleando una producción anual de 175.5 millones de barriles de aceite en 2013. Si esta relación se calcula utilizando la reserva 2P, la relación resulta de 15.4 años, en tanto para la reserva 3P de 19.0 años. El Activo de Producción Bellota-Jujo tiene la mayor

Cuadro 5.16 Evolución de las reservas por tipo de fluido en la Región Sur.

Año	Reserva	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco mmbpce	Total mmbpce
2012	**Total**	**3,491.8**	**145.7**	**727.8**	**1,202.4**	**5,567.7**
	Probada	2,417.2	114.4	553.8	894.9	3,980.2
	Probable	666.7	26.9	113.2	196.7	1,003.4
	Posible	407.9	4.4	60.9	110.8	584.1
2013	**Total**	**3,486.1**	**118.3**	**792.5**	**1,291.2**	**5,688.1**
	Probada	2,290.0	92.4	565.3	902.9	3,850.6
	Probable	607.8	20.6	105.4	182.9	916.7
	Posible	588.3	5.3	121.9	205.4	920.8
2014	**Total**	**3,328.4**	**104.5**	**766.7**	**1,276.3**	**5,476.0**
	Probada	2,139.4	82.4	536.6	880.6	3,639.0
	Probable	557.9	17.5	101.1	176.4	852.9
	Posible	631.2	4.6	129.0	219.4	984.1

relación reserva probada-producción de aceite con 17.0 años, seguido por el Activo de Producción Samaria-Luna con una relación de 15.7 años.

Para el caso de la relación reserva probada-producción de gas natural, ésta resulta de 10.5 años, utilizando una producción anual de 573.2 miles de millones de pies cúbico, mientras que para las categorías de reservas 2P y 3P se logran valores de 12.6 y 15.3 años, respectivamente. El activo de producción que presenta la mayor relación reserva-producción en sus categorías 1P, 2P y 3P es Bellota-Jujo con 15.2, 18.6 y 20.0 años, respectivamente.

Reservas por tipo de fluido

Las reservas de hidrocarburos en función del tipo de fluido se muestran en el cuadro 5.16 referidas al 1 de enero de los años 2012 a 2014, para las respectivas categorías asociadas. Así, la reserva probada remanente al cierre de 2013 de 3,639.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se compone en 58.8 por ciento de aceite crudo, 2.3 por ciento de condensado, 14.7 por ciento de líquidos de planta y 24.2 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Para el caso de la reserva probable, el volumen de 852.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, está constituido por 65.4 por ciento de aceite crudo, 2.0 por ciento de condensado, 11.9 por ciento de líquidos de planta y 20.7 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

La reserva posible de petróleo crudo equivalente asciende a 984.1 millones de barriles y está distribuida en 64.1 por ciento de aceite crudo, 0.5 por ciento de condensado, 13.1 por ciento de líquidos de planta y 22.3 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Abreviaturas

	Concepto
AAPG	American Association of Petroleum Geologists
API	American Petroleum Institute
b	barriles
bd	barriles diarios
BTU	british thermal unit
COT	carbono orgánico total
DST	drill stem test
feem	factor de encogimiento por eficiencia en el manejo
fegsl	factor de equivalencia calorífica del gas seco a líquido
fei	factor de encogimiento por impurezas
felp	factor de encogimiento por licuables en planta
felt	factor de encogimiento por licuables en el transporte
frc	factor de recuperación de condensado
frlp	factor de recuperación de líquidos en planta
gr/cm^3	gramos sobre centímetro cúbico
kg/cm^2	kilogramos sobre centímetro cuadrado
mb	miles de barriles
mbpce	miles de barriles de petróleo crudo equivalente
mmb	millones de barriles
mmbpce	millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmmb	miles de millones de barriles
mmmbpce	miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmmmpc	billones de pies cúbicos
mmmpc	miles de millones de pies cúbicos
mmpc	millones de pies cúbicos
mmpcd	millones de pies cúbicos diarios
mpc	miles de pies cúbicos
pc	pies cúbicos
pce	petróleo crudo equivalente
PEP	Pemex Exploración y Producción
PVT	presión-volumen-temperatura
SEC	Securities and Exchange Commission
SEG	Society of Exploration Geophysicists
SPE	Society of Petroleum Engineers
SPEE	Society of Petroleum Evaluation Engineers
WPC	World Petroleum Council
1P	reservas probadas
2D	bidimensional
2P	reservas probadas más probables
3D	tridimensional
3P	reservas probadas más probables más posibles

Glosario

Abandono de pozos: Es la actividad final en la operación de un pozo cuando se cierra permanentemente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente.

Aceite: Porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de substancias que no son hidrocarburos. Tiene una viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises, a la temperatura original del yacimiento, a presión atmosférica, y libre de gas (estabilizado). Es práctica común clasificar al aceite en función de su densidad y expresada en grados API.

Aceite extrapesado: Aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica (baja densidad API) y alta viscosidad, a condiciones de yacimiento. La producción de este tipo de crudo generalmente presenta dificultades de extracción y costos altos. Los métodos de recuperación más comunes para explotar comercialmente este tipo de crudo son los térmicos.

Aceite ligero: La densidad de este aceite es mayor a 27 grados API, pero menor o igual a 38 grados.

Aceite pesado: Es aquél cuya densidad es menor o igual a 27 grados API.

Aceite superligero: Su densidad es mayor a los 38 grados API.

Acumulación: Ocurrencia natural de hidrocarburos en un yacimiento.

Adiciones: Es la reserva resultante de la actividad exploratoria. Comprende los descubrimientos y delimitaciones de un campo durante el periodo en estudio.

Aguas profundas: Zonas costa afuera donde la profundidad del agua es mayor o igual a 500 metros, pero menor a 1,500 metros.

Aguas ultraprofundas: Zonas costa afuera donde la profundidad del agua es mayor a 1,500 metros.

Anticlinal: Configuración estructural de un paquete de rocas que se pliegan, y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta.

Área probada: Proyección en planta de la parte conocida del yacimiento correspondiente al volumen probado.

Área probada desarrollada: Proyección en planta de la extensión drenada por los pozos de un yacimiento en producción.

Área probada no desarrollada: Proyección en planta de la extensión drenada por pozos productores futuros en un yacimiento y ubicados dentro de la reserva probada no desarrollada.

Basamento: Zócalo o base de una secuencia sedimentaria compuesta por rocas ígneas o metamórficas.

Bitumen: Porción de petróleo que existe en los yacimientos en fase semisólida o sólida. En su estado natural generalmente contiene azufre, metales y otros compuestos que no son hidrocarburos. El bi-

tumen natural tiene una viscosidad mayor de 10,000 centipoises, medido a la temperatura original del yacimiento, a presión atmosférica y libre de gas. Frecuentemente, requiere tratamiento antes de someterlo a refinación.

Bombeo mecánico: Sistema artificial de producción en el que una bomba de fondo localizada en o cerca del fondo del pozo, se conecta a una sarta de varillas de succión para elevar los fluidos de éste a la superficie.

Bombeo neumático: Sistema artificial de producción que se emplea para elevar el fluido de un pozo mediante la inyección de gas a través de la tubería de producción, o del espacio anular de ésta y la tubería de revestimiento.

Campo: Área consistente de uno o múltiples yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas. Pueden existir dos o más yacimientos en un campo separados verticalmente por una capa de roca impermeable o lateralmente por barreras geológicas, o por ambas.

Complejo: Serie de campos que comparten instalaciones superficiales de uso común, además de presentar yacimientos con similares condiciones litológicas, estructurales, petrofísicas, sedimentológicas y de fluidos.

Compresor: Equipo instalado en una línea de conducción de gas para incrementar la presión y garantizar el flujo del fluido a través de la tubería.

Condensados: Líquidos del gas natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de hidrocarburos más pesados.

Condiciones estándar: Son las cantidades a las que la presión y temperatura deberán ser referidas. Para el sistema inglés son 14.73 libras por pulgada cuadrada para la presión y 60 grados Fahrenheit para la temperatura.

Contacto de fluidos: La superficie o interfase en un yacimiento que separa dos regiones caracterizadas por diferencias predominantes en saturaciones de fluidos. Debido a la capilaridad y otros fenómenos, el cambio en la saturación de fluidos no necesariamente es abrupto, ni la superficie necesariamente es horizontal.

Cracking: Procedimientos de calor y presión que transforman a los hidrocarburos de alto peso molecular y punto de ebullición elevado en hidrocarburos de menor peso molecular y punto de ebullición.

Criogenia: Es el estudio, producción y utilización de temperaturas bajas.

Cuenca: Receptáculo de grandes dimensiones donde se deposita una columna de sedimentos provenientes de rocas circundantes pre-existentes y que comparte una historia estratigráfica y tectónica común.

Delimitación: Actividad de exploración que incrementa o reduce reservas por medio de la perforación de pozos delimitadores.

Densidad: Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón.

Densidad API: Medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado a partir de su densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación: Densidad API = (141.5 / densidad relativa) 131.5. La densidad API se expresa en grados; así por ejemplo la densidad relativa con valor de 1.0 equivale a 10 grados API.

Desarrollo: Actividad que incrementa o reduce reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.

Descubrimiento: Incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios que prueban formaciones productoras de hidrocarburos.

Domo: Estructura geológica que presenta una forma o relieve de forma semiesférica.

Endulzadora: Planta industrial cuyo objetivo es proporcionar un tratamiento que se aplica a las mezclas gaseosas y a las fracciones ligeras del petróleo para eliminar los compuestos de azufre indeseables o corrosivos, y para mejorar su color, olor y estabilidad.

Espaciamiento: Distancia óptima entre los pozos productores de hidrocarburos de un campo o un yacimiento.

Evaporitas: Rocas sedimentarias compuestas principalmente por sal, anhidrita o yeso, resultado de la evaporación en zonas lacustres o marinas cercanas a la costa.

Espesor neto (h_n): Resulta de restar al espesor total de un yacimiento las porciones que no tienen posibilidades de producir hidrocarburos.

Espesor bruto o total (hb): Espesor que va desde la cima hasta la base de un yacimiento y está limitado por un nivel de agua o por un cambio de facies o límite formacional.

Estimulación: Proceso de acidificación o fracturamiento llevado a cabo para agrandar conductos existentes o crear nuevos en la formación productora de un pozo.

Estratigrafía: Rama de la geología que estudia el origen, composición, distribución y sucesión de estratos rocosos que forman la corteza terrestre y su organización en unidades, dependiendo de sus características y su distribución en espacio y tiempo.

Factor de compresibilidad del gas (Z): Relación adimensional entre el volumen de un gas real y el volumen de un gas ideal. Su valor fluctúa usualmente entre 0.7 y 1.2.

Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo (feem): Es la fracción de gas natural que resulta de considerar el autoconsumo y falta de capacidad en el manejo de éste. Se obtiene de la estadística del manejo del gas del último periodo en el área correspondiente al campo en estudio.

Factor de encogimiento por impurezas (fei): Es la fracción que resulta de considerar las impurezas de gases no hidrocarburos (compuestos de azufre, bióxido de carbono, nitrógeno, etc.) que contiene el gas amargo. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del complejo procesador de gas donde se procesa la producción del campo analizado.

Factor de encogimiento por licuables en el transporte (felt): Es la fracción que resulta de considerar a los licuables obtenidos en el transporte a plantas de procesamiento. Se obtiene de la estadística del manejo del gas del último periodo anual del área correspondiente al campo en estudio.

Factor de encogimiento por licuables en planta (felp): Es la fracción que resulta de considerar a los licuables obtenidos en las plantas de proceso. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del complejo procesador de gas donde se procesa la producción del campo en estudio.

Factor de equivalencia del gas seco a líquido (fegsl): Factor utilizado para relacionar el gas seco a su equivalente líquido. Se obtiene a partir de la composición molar del gas del yacimiento, considerando los poderes caloríficos unitarios de cada uno de los componentes y el poder calorífico del líquido de equivalencia.

Factor de recuperación (fr): Es la relación existente entre la reserva original y el volumen original de

aceite o gas, medido a condiciones atmosféricas, de un yacimiento.

Factor de recuperación de condensados (frc): Es el factor utilizado para obtener las fracciones líquidas que se recuperan del gas natural en las instalaciones superficiales de distribución y transporte. Se obtiene de la estadística de operación del manejo de gas y condensado del último periodo anual en el área correspondiente al campo en estudio.

Factor de recuperación de líquidos en planta (frlp): Es el factor utilizado para obtener las porciones líquidas que se recuperan en la planta procesadora de gas natural. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del complejo procesador de gas donde es procesada la producción del campo analizado.

Factor de resistividad de la formación (F): Relación de la resistividad de una roca saturada 100 por ciento con agua salada dividida entre la resistividad del agua que la satura.

Factor de volumen (B): Factor que relaciona la unidad de volumen de fluido en el yacimiento con la unidad de volumen en la superficie. Se tienen factores de volumen para el aceite, para el gas, para ambas fases, y para el agua. Se pueden medir directamente de una muestra, calcularse u obtenerse por medio de correlaciones empíricas.

Falla: Discontinuidad en la corteza terrestre que ocurre de forma natural al ser sometida a grandes esfuerzos, ocasionando desplazamiento entre los bloques.

Falla inversa: Es el resultado de las fuerzas de compresión, en donde uno de los bloques es desplazado hacia arriba de la horizontal. Su ángulo es de cero a 90 grados y se reconoce por la repetición de la columna estratigráfica.

Falla normal: Es el resultado del desplazamiento de uno de los bloques hacia abajo con respecto a la horizontal. Su ángulo es generalmente entre 25 y 60 grados y se reconoce por la ausencia de una parte de la columna estratigráfica.

Fase: Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gaseosa y líquida.

Gas asociado: Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

Gas asociado libre: Es el gas natural que sobreyace y está en contacto con el aceite crudo en el yacimiento. Puede corresponder al gas del casquete.

Gas asociado en solución o disuelto: Gas natural disuelto en el aceite crudo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en el mismo.

Shale gas/oil: Gas y aceite producidos a partir de formaciones compuestas por lutitas.

Gas húmedo: Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.

Gas natural: Mezcla de hidrocarburos que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución en el aceite, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Este puede incluir algunas impurezas o substancias que no son hidrocarburos (ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono).

Gas no asociado: Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

Gas seco: Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. El gas seco también se obtiene de los complejos procesadores de gas.

Gas seco equivalente a líquido (GSEL): Volumen de aceite crudo que por su poder calorífico equivale al volumen del gas seco.

Graben: Fosa o depresión formada por procesos tectónicos, limitada por fallas de tipo normal.

Hidrocarburos: Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.

Horst: Bloque de la corteza terrestre que se ha levantado entre dos fallas; lo contrario de un graben.

Índice de hidrocarburos: Medida de la cantidad de hidrocarburos que contiene el yacimiento por unidad de área.

Kerógeno: Materia orgánica insoluble dispersa en las rocas sedimentarias que producen hidrocarburos cuando se somete a un proceso de destilación.

Límite convencional: Límite del yacimiento que se establece de acuerdo al grado de conocimiento, o investigación, de la información geológica, geofísica o de ingeniería que se tenga del mismo.

Límite económico: Es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos en su explotación.

Límite físico: Límite de un yacimiento definido por algún accidente geológico (fallas, discordancias, cambio de facies, cimas y bases de las formaciones, etc.), por contactos entre fluidos, o por reducción hasta límites críticos de la porosidad, la permeabilidad, o por el efecto combinado de estos parámetros.

Limolita: Roca sedimentaria clástica de grano fino, compuesta principalmente de limo y una significativa fracción de arcilla. Su granulometría está comprendida entre las arenas finas y las arcillas.

Líquidos de planta: Líquidos del gas natural recuperados en los complejos procesadores de gas, consistiendo de etano, propano y butano, principalmente.

Lutita: Roca sedimentaria detrítica de grano fino, compuesta por partículas del tamaño de arcilla y limo en estratos delgados relativamente impermeables. Se considera la roca sedimentaria más abundante.

Metamórfico: Grupo de rocas resultantes de la transformación que sucede generalmente a grandes profundidades por presión y temperatura. Las rocas originales pueden ser sedimentarias, ígneas o metamórficas.

Nariz estructural: Término empleado en la geología estructural para definir una forma geométrica en forma de saliente a partir de un cuerpo principal.

Núcleo: Muestra cilíndrica de roca tomada de una formación durante la perforación de un pozo para determinar su permeabilidad, porosidad, saturación de hidrocarburos y otras propiedades asociadas a la calidad del yacimiento.

Petróleo: Mezcla de hidrocarburos compuesta de combinaciones de átomos de carbono e hidrógeno y que se encuentra en los espacios porosos de la roca. El petróleo crudo puede contener otros elementos de origen no metálico como azufre, oxígeno y nitrógeno, así como trazas de metales como constituyentes menores. Los compuestos que forman el petróleo pueden estar en estado gaseoso, líquido o sólido, dependiendo de su naturaleza y de las condiciones de presión y temperatura existentes.

Petróleo crudo equivalente (PCE): Suma del aceite crudo, condensado, líquidos de plantas y gas seco equivalente a líquido.

Permeabilidad: Facilidad de una roca para permitir el paso de los fluidos a través de ella. Es un factor que indica si un yacimiento es, o no, de buenas características productoras.

Permeabilidad absoluta: Capacidad de conducción, cuando únicamente un fluido está presente en los poros.

Permeabilidad efectiva: Es una medida relativa de la conductancia de un medio poroso para un fluido cuando el medio está saturado con más de un fluido. Esto implica que la permeabilidad efectiva es una propiedad asociada con cada fluido del yacimiento, por ejemplo, gas, aceite, y agua. Un principio fundamental es que la suma de las permeabilidades efectivas siempre es menor o igual que la permeabilidad absoluta.

Permeabilidad relativa: Es la capacidad que presenta un fluido, como agua, gas o aceite, para fluir a través de una roca, cuando ésta se encuentra saturada con dos o más fluidos. El valor de la permeabilidad en una roca saturada con dos o más fluidos es distinto al valor de la permeabilidad de la misma roca saturada con un solo fluido.

Planta criogénica: Planta procesadora capaz de producir productos líquidos del gas natural, incluyendo etano, a muy bajas temperaturas de operación.

Play: Conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales (roca almacén, sello, roca generadora y tipo de trampa).

Poder calorífico: Es la cantidad de calor liberado por unidad de masa, o por unidad de volumen, cuando una sustancia es quemada completamente. Los poderes caloríficos de los combustibles sólidos y líquidos se expresan en calorías por gramo o en BTU por libra. Para los gases, este parámetro se expresa generalmente en kilocalorías por metro cúbico o en BTU por pie cúbico.

Porosidad: Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

Porosidad efectiva: Fracción que se obtiene de dividir el volumen total de poros comunicados entre el volumen total de roca.

Pozo de desarrollo: Pozo perforado en un área probada con el fin de producir hidrocarburos.

Pozo exploratorio: Pozo que se perfora sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente con el fin de encontrar hidrocarburos cuya explotación sea económicamente rentable.

Presión capilar: Fuerza por unidad de área, resultado de fuerzas superficiales a la interfase entre dos fluidos.

Presión de abandono: Es función directa de las premisas económicas y corresponde a la presión de fondo estática a la cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos producidos son iguales a los costos de operación del pozo.

Presión de saturación: Presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

Presión de rocío: Presión a la cual se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.

Presión original: Presión que prevalece en un yacimiento que no ha sido explotado. Es la presión que se mide en el pozo descubridor de una estructura productora.

Producción caliente: Es la producción óptima de aceites pesados a través del empleo de métodos térmicos de recuperación mejorada.

Producción fría: Es el uso de técnicas operativas y especializadas de explotación, cuya finalidad es producir rápidamente aceites pesados sin aplicar métodos de recuperación térmica.

Provincia geológica: Región de grandes dimensiones caracterizada por una historia geológica y desarrollos similares.

Proyecto piloto: Proyecto que se lleva a cabo en un pequeño sector representativo de un yacimiento, en donde se efectúan pruebas similares a las que se llevarían a cabo en toda el área del yacimiento. El objetivo es recabar información y/u obtener resultados que puedan ser utilizados para generalizar una estrategia de explotación en todo el campo petrolero.

Prueba de formación (Drill Stem Test): Procedimiento que utiliza la sarta de perforación para determinar la capacidad productiva, presión, permeabilidad o extensión de un yacimiento, o una combinación de lo anterior, aislando la zona de interés con empacadores temporales.

Radio de drene: Distancia desde la que se tiene flujo de fluidos hacia el pozo, es decir, hasta la cual llega la influencia de las perturbaciones ocasionadas por la caída de presión.

Recuperación mejorada: Es la recuperación de aceite por medio de la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento y que modifican el comportamiento dinámico de los fluidos residentes. La recuperación mejorada no se restringe a alguna etapa en particular de la vida del yacimiento (primaria, secundaria o terciaria).

Recuperación primaria: Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para desplazar los fluidos, a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.

Recuperación secundaria: Técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento.

Recurso: Volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo. También conocido como volumen original in situ.

Recurso contingente: Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas a una fecha dada, y que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación correspondientes a esa misma fecha, no se consideran comercialmente recuperables.

Recurso descubierto: Volumen de hidrocarburos del cual se tiene evidencia a través de pozos perforados.

Recursos no convencionales: Acumulación de hidrocarburos la cual no se encuentra afectada por influencias hidrodinámicas. Algunos ejemplos son el gas del carbón (CBM por sus siglas en inglés), el gas de lutitas, los hidratos de metano, las arenas bituminosas y los depósitos de aceite en lutitas.

Recurso no descubierto: Volumen de hidrocarburos con incertidumbre, pero cuya existencia se infiere en cuencas geológicas a través de factores favorables resultantes de la interpretación geológica, geofísica y geoquímica. Si comercialmente se considera recuperable se le llama recurso prospectivo.

Recurso prospectivo: Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros.

Registro de pozos: Representa la información sobre las formaciones del subsuelo obtenidas por medio de herramientas que se introducen en los pozos; son de tipo eléctrico, acústico y radioactivo, principalmente.

También existen los registros de hidrocarburos, que en general proporcionan información de velocidad de perforación, contenido de gas en lodo y recortes, así como cromatografía.

Regresión: Término geológico utilizado para definir el levantamiento de una parte del continente sobre el nivel del mar, como resultado de un ascenso del continente o de una disminución del nivel del mar.

Relación gas aceite (RGA): Relación de la producción de gas del yacimiento a la producción de aceite, medidos a la presión atmosférica.

Relación gas disuelto aceite: Relación del volumen de gas que está disuelto en el aceite comparado con el volumen de aceite que lo contiene. Esta relación puede ser original (Rsi) o instantánea (Rs).

Relación reserva producción: Es el resultado de dividir la reserva remanente a una fecha entre la producción de un periodo. Este indicador supone producción constante, precio de hidrocarburos y costos de extracción sin variación en el tiempo, así como la inexistencia de nuevos descubrimientos en el futuro.

Reserva remanente: Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos a una fecha específica.

Reservas de hidrocarburos: Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de la evaluación.

Reserva original: Volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables a una fecha específica. Es la fracción del recurso descubierto y económico que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.

Reservas posibles: Volumen de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.

Reservas probables: Reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son más tendientes a ser comercialmente recuperables que no serlo.

Reservas probadas: Volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dicho volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada.

Reservas probadas desarrolladas: Reservas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser recuperadas con la infraestructura actual mediante trabajo adicional con costos moderados de inversión. Las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada serán consideradas desarrolladas cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean menores. Se consideran en este renglón, las reservas en intervalos terminados los cuales están abiertos al tiempo de la estimación, pero no han empezado a producir por condiciones de mercado, problemas de conexión o problemas mecánicos, y cuyo costo de rehabilitación es relativamente menor.

Reservas probadas no desarrolladas: Volumen que se espera producir por medio de pozos sin instalaciones

actuales para producción y transporte, y de pozos futuros. Se podrá incluir la reserva estimada de los proyectos de recuperación mejorada, con prueba piloto, o con el mecanismo de recuperación propuesto en operación que se ha anticipado con alto grado de certidumbre en yacimientos favorables a este método de explotación.

Reservas no probadas: Volúmenes de hidrocarburos y substancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas que resultan de la extrapolación de las características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que están en operación o con proyecto.

Reserva 1P: Es la reserva probada.

Reservas 2P: Suma de las reservas probadas más las reservas probables.

Reservas 3P: Suma de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles.

Revisión: Es la reserva resultante de comparar la evaluación del año anterior con la nueva, en la cual se consideró nueva información geológica, geofísica, de operación, comportamiento del yacimiento, así como la variación en los precios de los hidrocarburos y costos de extracción. No incluye la perforación de pozos.

Saturación de fluidos: Porción del espacio poroso ocupado por un fluido en particular, pudiendo existir aceite, gas y agua.

Sección sísmica: Perfil sísmico (en tiempo o profundidad) que emplea la reflexión de las ondas sísmicas para determinar la geología del subsuelo.

Segregación gravitacional: Mecanismo de empuje en el yacimiento, en el que se presenta la tendencia de los fluidos a separarse de acuerdo a sus respectivas densidades. Por ejemplo, siendo el agua más pesada que el aceite, en un proyecto de inyección de agua, este fluido tenderá a moverse hacia la parte inferior del yacimiento.

Sistema artificial de producción: Cualquiera de las técnicas empleadas para extraer el petróleo de la formación productora a la superficie, cuando la presión del yacimiento es insuficiente para elevar el petróleo en forma natural hasta la superficie.

Tasa de restitución de reservas: Indica la cantidad de hidrocarburos que se reponen o incorporan por nuevos descubrimientos con respecto a lo que se produjo en un periodo dado. Es el cociente que resulta de dividir los nuevos descubrimientos por la producción durante un periodo de análisis, y generalmente es referida en forma anual y expresada en términos porcentuales.

Trampa: Estructura geológica que permite la acumulación de hidrocarburos, impidiendo la migración de los fluidos de la roca almacén, dando origen a un yacimiento.

Transgresión: Término geológico utilizado para definir la sumersión bajo el nivel del mar de una parte del continente, como resultado de un descenso del mismo, o de una elevación del nivel del mar.

Volumen original de gas: Cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

Volumen original de petróleo o aceite: Cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

Yacimiento convencional: Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos y que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.

Yacimiento análogo: Porción de trampa geológica intercomunicada hidráulicamente con condiciones de yacimiento, mecanismos de empuje y propiedades de roca y fluidos similares a las de otra estructura de interés, pero que típicamente se encuentra en una etapa de desarrollo más avanzada que ésta, proporcionando de esta forma un apoyo para su interpretación a partir de datos limitados, así como para la estimación de su factor de recuperación.

Yacimiento no convencional: Son aquellos yacimientos que se presentan en áreas extensas y son considerados inusuales o "diferentes" para producir hidrocarburos, debido a factores físicos como su baja permeabilidad principalmente, y a su alta viscosidad (bitumen). Los yacimientos más comunes de este tipo son: aceite o gas de lutitas, gas en arenas compactas, metano de carbón y los hidratos de metano.

Pemex Exploración y Producción
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Aceite	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco **	Gas natural	Gas seco
	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmmpc	mmmpc
Totales (3P)	**265,875.9**	**289,420.3**	**42,158.4**	**29,327.8**	**295.6**	**3,575.0**	**8,960.1**	**59,664.8**	**46,600.9**
Marina Noreste	78,845.8	28,457.8	12,211.4	11,340.5	103.4	253.6	513.9	4,278.0	2,672.6
Marina Suroeste	29,732.5	47,484.5	6,691.8	3,812.9	68.4	758.9	2,051.6	14,598.1	10,670.4
Norte	116,579.9	134,960.2	17,779.1	10,845.9	19.2	1,795.7	5,118.3	32,036.8	26,619.7
Sur	40,717.7	78,517.8	5,476.0	3,328.4	104.5	766.7	1,276.3	8,751.8	6,638.2
Probadas	**161,532.6**	**196,857.2**	**13,438.5**	**9,812.1**	**187.1**	**1,079.6**	**2,359.7**	**16,548.5**	**12,272.6**
Marina Noreste	63,360.9	25,818.9	6,049.9	5,476.9	71.3	167.3	334.4	2,710.0	1,739.1
Marina Suroeste	19,962.0	27,249.3	2,168.8	1,324.0	23.1	265.1	556.6	4,298.1	2,894.8
Norte	42,254.9	74,470.8	1,580.9	871.8	10.3	110.6	588.1	3,510.8	3,058.9
Sur	35,954.8	69,318.1	3,639.0	2,139.4	82.4	536.6	880.6	6,029.6	4,579.8
Probables	**47,897.2**	**36,968.5**	**11,377.2**	**7,800.3**	**62.9**	**986.7**	**2,527.3**	**16,715.5**	**13,144.1**
Marina Noreste	6,388.8	1,159.5	2,865.9	2,690.3	19.9	52.1	103.6	884.4	538.7
Marina Suroeste	4,277.5	8,072.3	1,865.2	1,112.4	20.5	195.9	536.5	3,814.8	2,790.5
Norte	34,838.5	24,616.0	5,793.2	3,439.7	5.1	637.6	1,710.8	10,809.4	8,897.7
Sur	2,392.5	3,120.5	852.9	557.9	17.5	101.1	176.4	1,207.0	917.3
2P	**209,429.8**	**233,825.7**	**24,815.7**	**17,612.4**	**250.0**	**2,066.3**	**4,887.0**	**33,264.1**	**25,416.7**
Marina Noreste	69,749.6	26,978.5	8,915.8	8,167.2	91.2	219.4	438.0	3,594.4	2,277.8
Marina Suroeste	24,239.5	35,321.7	4,034.0	2,436.4	43.6	460.9	1,093.1	8,112.9	5,685.3
Norte	77,093.4	99,086.9	7,374.1	4,311.6	15.3	748.2	2,298.9	14,320.2	11,956.6
Sur	38,347.3	72,438.6	4,491.8	2,697.3	99.9	637.8	1,056.9	7,236.6	5,497.1
Posibles	**56,446.1**	**55,594.6**	**17,342.7**	**11,715.4**	**45.6**	**1,508.6**	**4,073.2**	**26,400.7**	**21,184.2**
Marina Noreste	9,096.2	1,479.3	3,295.6	3,173.3	12.2	34.2	75.9	683.7	394.8
Marina Suroeste	5,493.0	12,162.8	2,657.9	1,376.5	24.9	298.0	958.5	6,485.1	4,985.2
Norte	39,486.5	35,873.3	10,405.1	6,534.4	3.9	1,047.5	2,819.3	17,716.7	14,663.1
Sur	2,370.4	6,079.2	984.1	631.2	4.6	129.0	219.4	1,515.2	1,141.1

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6°C y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.

Pemex Exploración y Producción
Producción de hidrocarburos

	2011		2012		2013		Acumulada al 1 de enero de 2014	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc
	930.8	**2,406.8**	**932.5**	**2,336.8**	**920.6**	**2,325.2**	**41,547.6**	**73,917.1**
Marina Noreste	**490.1**	**513.0**	**479.2**	**488.2**	**475.8**	**515.4**	**18,418.9**	**10,028.5**
Cantarell	182.7	392.3	166.2	367.5	160.5	367.6	14,222.7	8,062.2
Ku-Maloob-Zaap	307.4	120.8	313.0	120.7	315.3	147.9	4,196.1	1,966.3
Marina Suroeste	**204.6**	**441.0**	**214.3**	**460.9**	**216.4**	**484.3**	**6,675.9**	**8,919.4**
Abkatún-Pol-Chuc	100.8	204.0	97.5	191.6	107.2	211.5	5,742.8	6,757.0
Litoral de Tabasco	103.8	237.0	116.8	269.2	109.2	272.9	933.1	2,162.4
Norte	**42.4**	**835.1**	**53.1**	**782.9**	**52.9**	**752.1**	**5,866.0**	**24,744.8**
Aceite Terciario del Golfo	19.3	40.8	25.1	54.5	24.1	61.0	254.1	485.3
Burgos	0.0	490.6	1.7	464.5	2.9	469.6	38.4	13,062.9
Poza Rica-Altamira	22.0	42.0	24.8	43.9	22.4	41.0	5,488.2	7,591.3
Veracruz	1.2	261.6	1.5	220.0	3.4	180.5	85.3	3,605.4
Sur	**193.7**	**617.7**	**186.0**	**604.8**	**175.5**	**573.2**	**10,586.8**	**30,224.3**
Bellota-Jujo	52.3	105.2	47.7	108.8	49.0	116.7	3,191.2	4,977.1
Cinco Presidentes	30.5	42.7	35.1	42.6	34.0	47.2	1,883.6	2,310.6
Macuspana-Muspac	29.6	208.6	28.1	198.7	29.5	188.0	1,857.4	15,941.7
Samaria-Luna	81.3	261.2	75.1	254.7	63.0	221.3	3,654.5	6,994.8

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6°C y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.

Pemex Exploración y Producción, Región Marina Noreste
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Aceite	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco **	Gas natural	Gas seco
	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmmpc	mmmpc
Totales (3P)	**78,845.8**	**28,457.8**	**12,211.4**	**11,340.5**	**103.4**	**253.6**	**513.9**	**4,278.0**	**2,672.6**
Cantarell	39,040.4	18,319.0	5,272.5	4,872.5	28.0	121.0	250.9	2,088.0	1,305.2
Ku-Maloob-Zaap	39,805.4	10,138.8	6,939.0	6,468.0	75.4	132.6	262.9	2,190.1	1,367.4
Probadas	**63,360.9**	**25,818.9**	**6,049.9**	**5,476.9**	**71.3**	**167.3**	**334.4**	**2,710.0**	**1,739.1**
Cantarell	37,579.7	17,664.6	2,190.9	1,950.9	16.7	74.0	149.4	1,244.0	776.9
Ku-Maloob-Zaap	25,781.2	8,154.4	3,858.9	3,526.0	54.6	93.3	185.0	1,466.0	962.1
Probables	**6,388.8**	**1,159.5**	**2,865.9**	**2,690.3**	**19.9**	**52.1**	**103.6**	**884.4**	**538.7**
Cantarell	857.5	339.9	1,522.1	1,426.1	7.8	29.5	58.7	516.8	305.3
Ku-Maloob-Zaap	5,531.3	819.7	1,343.8	1,264.2	12.1	22.6	44.9	367.6	233.4
2P	**69,749.6**	**26,978.5**	**8,915.8**	**8,167.2**	**91.2**	**219.4**	**438.0**	**3,594.4**	**2,277.8**
Cantarell	38,437.1	18,004.4	3,713.0	3,377.0	24.5	103.4	208.1	1,760.7	1,082.2
Ku-Maloob-Zaap	31,312.5	8,974.1	5,202.8	4,790.2	66.7	116.0	229.9	1,833.6	1,195.6
Posibles	**9,096.2**	**1,479.3**	**3,295.6**	**3,173.3**	**12.2**	**34.2**	**75.9**	**683.7**	**394.8**
Cantarell	603.3	314.6	1,559.5	1,495.5	3.5	17.6	42.9	327.2	222.9
Ku-Maloob-Zaap	8,492.9	1,164.8	1,736.2	1,677.7	8.7	16.7	33.0	356.5	171.8

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6°C y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.

Pemex Exploración y Producción, Región Marina Suroeste
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Aceite	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco **	Gas natural	Gas seco
	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmmpc	mmmpc
Totales (3P)	**29,732.5**	**47,484.5**	**6,691.8**	**3,812.9**	**68.4**	**758.9**	**2,051.6**	**14,598.1**	**10,670.4**
Abkatún-Pol-Chuc	17,623.0	17,453.5	1,537.5	1,184.1	17.3	115.7	220.4	1,915.6	1,146.1
Litoral de Tabasco	12,109.5	30,030.9	5,154.3	2,628.7	51.2	643.2	1,831.3	12,682.5	9,524.3
Probadas	**19,962.0**	**27,249.3**	**2,168.8**	**1,324.0**	**23.1**	**265.1**	**556.6**	**4,298.1**	**2,894.8**
Abkatún-Pol-Chuc	14,947.7	15,845.6	754.4	554.9	9.3	65.5	124.7	1,081.7	648.4
Litoral de Tabasco	5,014.3	11,403.7	1,414.4	769.1	13.8	199.6	431.9	3,216.4	2,246.4
Probables	**4,277.5**	**8,072.3**	**1,865.2**	**1,112.4**	**20.5**	**195.9**	**536.5**	**3,814.8**	**2,790.5**
Abkatún-Pol-Chuc	1,428.7	1,266.1	502.2	398.1	5.5	33.9	64.7	557.7	336.6
Litoral de Tabasco	2,848.8	6,806.3	1,363.0	714.3	15.0	161.9	471.8	3,257.1	2,453.9
2P	**24,239.5**	**35,321.7**	**4,034.0**	**2,436.4**	**43.6**	**460.9**	**1,093.1**	**8,112.9**	**5,685.3**
Abkatún-Pol-Chuc	16,376.4	17,111.7	1,256.6	953.0	14.8	99.5	189.4	1,639.4	985.0
Litoral de Tabasco	7,863.1	18,210.0	2,777.4	1,483.4	28.8	361.5	903.7	6,473.6	4,700.3
Posibles	**5,493.0**	**12,162.8**	**2,657.9**	**1,376.5**	**24.9**	**298.0**	**958.5**	**6,485.1**	**4,985.2**
Abkatún-Pol-Chuc	1,246.6	341.8	280.9	231.2	2.5	16.3	31.0	276.2	161.2
Litoral de Tabasco	4,246.5	11,821.0	2,377.0	1,145.4	22.4	281.7	927.5	6,208.9	4,824.0

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6°C y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.

Pemex Exploración y Producción, Región Norte
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014

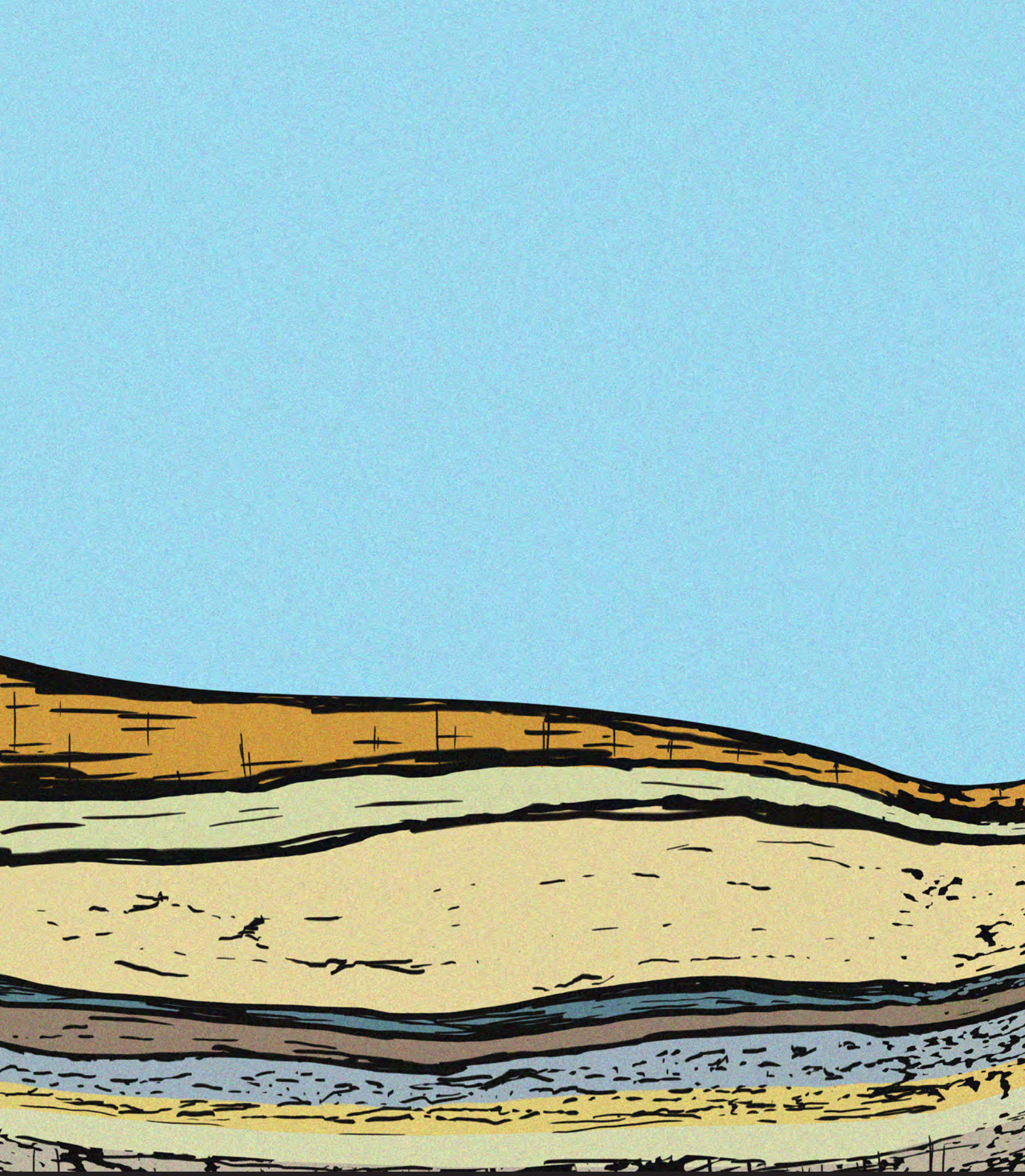
	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Aceite	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco **	Gas natural	Gas seco
	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmmpc	mmmpc
Totales (3P)	**116,579.9**	**134,960.2**	**17,779.1**	**10,845.9**	**19.2**	**1,795.7**	**5,118.3**	**32,036.8**	**26,619.7**
Aceite Terciario del Golfo	81,492.4	44,800.0	15,167.5	9,667.4	0.0	1,602.7	3,897.4	25,005.1	20,270.0
Burgos	332.9	25,464.7	805.1	17.4	17.8	62.7	707.2	3,949.4	3,678.0
Poza Rica-Altamira	33,465.7	58,104.1	1,535.5	1,042.6	0.0	117.4	375.4	2,322.1	1,952.6
Veracruz	1,288.9	6,591.3	271.1	118.5	1.4	12.9	138.3	760.2	719.1
Probadas	**42,254.9**	**74,470.8**	**1,580.9**	**871.8**	**10.3**	**110.6**	**588.1**	**3,510.8**	**3,058.9**
Aceite Terciario del Golfo	13,256.8	6,691.1	806.3	606.7	0.0	58.2	141.4	948.8	735.4
Burgos	159.7	20,174.9	345.8	7.0	9.2	29.7	299.8	1,680.5	1,559.3
Poza Rica-Altamira	27,549.5	41,044.5	274.1	210.2	0.0	13.1	50.8	352.8	264.0
Veracruz	1,288.9	6,560.3	154.7	47.9	1.0	9.6	96.2	528.7	500.2
Probables	**34,838.5**	**24,616.0**	**5,793.2**	**3,439.7**	**5.1**	**637.6**	**1,710.8**	**10,809.4**	**8,897.7**
Aceite Terciario del Golfo	33,744.1	16,884.0	5,421.2	3,304.1	0.0	616.9	1,500.1	9,600.3	7,802.2
Burgos	48.1	1,923.9	191.3	3.4	4.9	16.6	166.3	931.7	865.0
Poza Rica-Altamira	1,046.3	5,790.5	128.2	100.4	0.0	3.1	24.7	171.8	128.7
Veracruz	0.0	17.6	52.5	31.8	0.1	1.0	19.6	105.5	101.8
2P	**77,093.4**	**99,086.9**	**7,374.1**	**4,311.6**	**15.3**	**748.2**	**2,298.9**	**14,320.2**	**11,956.6**
Aceite Terciario del Golfo	47,000.9	23,575.2	6,227.5	3,910.9	0.0	675.1	1,641.6	10,549.1	8,537.6
Burgos	207.8	22,098.7	537.0	10.4	14.2	46.3	466.1	2,612.2	2,424.3
Poza Rica-Altamira	28,595.8	46,835.1	402.4	310.6	0.0	16.3	75.5	524.6	392.7
Veracruz	1,288.9	6,577.9	207.2	79.7	1.2	10.6	115.7	634.2	602.0
Posibles	**39,486.5**	**35,873.3**	**10,405.1**	**6,534.4**	**3.9**	**1,047.5**	**2,819.3**	**17,716.7**	**14,663.1**
Aceite Terciario del Golfo	34,491.5	21,224.9	8,940.0	5,756.5	0.0	927.7	2,255.8	14,456.1	11,732.4
Burgos	125.1	3,366.0	268.0	7.0	3.6	16.4	241.1	1,337.1	1,253.7
Poza Rica-Altamira	4,869.8	11,269.0	1,133.1	732.0	0.0	101.1	299.9	1,797.5	1,559.9
Veracruz	0.0	13.4	63.9	38.8	0.3	2.3	22.5	126.0	117.2

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6°C y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.

Pemex Exploración y Producción, Región Sur
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Aceite	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco **	Gas natural	Gas seco
	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmmpc	mmmpc
Totales (3P)	**40,717.7**	**78,517.8**	**5,476.0**	**3,328.4**	**104.5**	**766.7**	**1,276.3**	**8,751.8**	**6,638.2**
Bellota-Jujo	13,590.5	19,457.5	1,822.8	1,228.5	43.7	210.8	339.9	2,338.5	1,767.7
Cinco Presidentes	7,325.1	6,703.9	456.1	345.3	0.0	43.7	67.1	535.3	349.1
Macuspana-Muspac	6,224.1	30,399.5	765.8	270.4	9.2	168.3	317.9	2,160.4	1,653.2
Samaria-Luna	13,578.0	21,956.9	2,431.2	1,484.3	51.6	343.9	551.5	3,717.6	2,868.3
Probadas	**35,954.8**	**69,318.1**	**3,639.0**	**2,139.4**	**82.4**	**536.6**	**880.6**	**6,029.6**	**4,579.8**
Bellota-Jujo	11,691.3	15,673.8	1,284.5	832.8	33.8	160.4	257.4	1,772.2	1,338.8
Cinco Presidentes	7,071.1	6,368.8	259.1	193.7	0.0	25.7	39.7	305.6	206.4
Macuspana-Muspac	5,664.0	28,213.6	418.5	125.2	6.5	102.0	184.9	1,263.8	961.7
Samaria-Luna	11,528.4	19,062.0	1,676.9	987.7	42.1	248.5	398.6	2,688.1	2,073.0
Probables	**2,392.5**	**3,120.5**	**852.9**	**557.9**	**17.5**	**101.1**	**176.4**	**1,207.0**	**917.3**
Bellota-Jujo	1,551.3	1,729.2	387.4	287.6	7.3	35.5	57.0	392.3	296.3
Cinco Presidentes	36.4	71.5	58.2	43.0	0.0	5.9	9.2	70.1	48.0
Macuspana-Muspac	277.4	911.7	139.6	66.6	1.2	22.1	49.8	335.7	259.2
Samaria-Luna	527.4	408.1	267.6	160.7	9.0	37.6	60.3	408.9	313.7
2P	**38,347.3**	**72,438.6**	**4,491.8**	**2,697.3**	**99.9**	**637.8**	**1,056.9**	**7,236.6**	**5,497.1**
Bellota-Jujo	13,242.7	17,403.0	1,671.9	1,120.4	41.2	195.9	314.4	2,164.5	1,635.1
Cinco Presidentes	7,107.5	6,440.3	317.2	236.7	0.0	31.6	48.9	375.7	254.4
Macuspana-Muspac	5,941.4	29,125.3	558.2	191.7	7.7	124.1	234.7	1,599.5	1,220.9
Samaria-Luna	12,055.7	19,470.1	1,944.6	1,148.5	51.1	286.1	458.9	3,097.0	2,386.7
Posibles	**2,370.4**	**6,079.2**	**984.1**	**631.2**	**4.6**	**129.0**	**219.4**	**1,515.2**	**1,141.1**
Bellota-Jujo	347.9	2,054.5	150.9	108.1	2.5	14.9	25.5	174.0	132.5
Cinco Presidentes	217.6	263.7	138.9	108.6	0.0	12.1	18.2	159.6	94.7
Macuspana-Muspac	282.7	1,274.2	207.6	78.7	1.6	44.3	83.1	560.9	432.3
Samaria-Luna	1,522.2	2,486.8	486.7	335.8	0.5	57.7	92.6	620.6	481.5

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6°C y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.

Esta edición se publicó en julio de 2014.

La producción estuvo a cargo de la
Subdirección de Planeación y Evaluación
de Pemex Exploración y Producción.